

doi:10.3799/dqkx.2016.143

# 塔中地区深层低丰度碳酸盐岩有效烃源岩评价 及其对油气藏贡献

霍志鹏<sup>1,2</sup>, 姜涛<sup>3</sup>, 庞雄奇<sup>2\*</sup>, 汪文洋<sup>2</sup>, 陈君青<sup>2</sup>, 宋建阳<sup>1</sup>, 沈卫兵<sup>2</sup>, 潘志鸿<sup>2</sup>

1. 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3. 大庆钻探工程公司地质录井一公司, 黑龙江大庆 163411

**摘要:** 热演化程度较高、有机质丰度偏低的碳酸盐岩烃源岩的有效性及其对油气藏的贡献评价正成为影响我国深层碳酸盐岩油气勘探的一个关键性问题。以塔中地区为例, 通过有效烃源岩 TOC 下限确定、有机质丰度的测井响应和影响因素分析, 建立了碳酸盐岩烃源岩判别标准, 研究了低丰度( $\text{TOC} \leq 0.5\%$ )烃源岩的地化和地质特征, 利用物质平衡数值模拟法和生烃潜力法评价了低丰度烃源岩对油气藏的相对贡献。结果表明: 未成熟、成熟、高成熟和过成熟阶段的碳酸盐岩有效烃源岩 TOC 下限分别是 0.50%、0.30%、0.20% 和 0.15%; 碳酸盐岩烃源岩测井响应与泥质烃源岩的测井响应有相同点也有差异, 其中自然伽玛、声波时差和弹性参数响应特征相同且与 TOC 关系较好; 烃源岩有机质丰度主要受沉积环境、岩石颜色、岩性的影响。低丰度烃源岩的厚度为 24~500 m, 占地层总厚度的 37% 左右, 是高丰度烃源岩厚度的 1.54~5.92 倍。根据排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量评价, 低丰度烃源岩对油气藏的相对贡献分别为 32.6%、27.4%、30.7% 和 29.6%, 在理论研究和资源评价中不可忽略。

**关键词:** 低丰度碳酸盐岩烃源岩; 有效烃源岩; 判别标准; 烃源岩评价; 相对贡献; 深层; 塔中地区; 石油地质。

**中图分类号:** P624

**文章编号:** 1000-2383(2016)12-2061-14

**收稿日期:** 2016-03-16

## Evaluation of Deep Carbonate Source Rocks with Low TOC and Contribution to Oil-Gas Accumulation in Tazhong Area, Tarim Basin

Huo Zhipeng<sup>1,2</sup>, Jiang Tao<sup>3</sup>, Pang Xiongqi<sup>2\*</sup>, Wang Wenyang<sup>2</sup>, Chen Junqing<sup>2</sup>,  
Song Jianyang<sup>1</sup>, Shen Weibing<sup>2</sup>, Pan Zhihong<sup>2</sup>

1. College of Geosciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3. NO. 1 Mud-Logging Company, Daqing Drilling and Exploration Engineering Company, Daqing 163411, China

**Abstract:** As oil and gas exploration is conducted in deep and super-deep layers, effectiveness and contribution to oil-gas accumulation of carbonate rocks with high thermal evolution and low organic matter abundance ( $\text{TOC} \leq 0.5\%$ ) in deep layer need to be reevaluated. This is a key scientific issue for oil and gas exploration in carbonate rocks in China. Taking Tazhong area as an example, a qualitative discriminating criterion for carbonate source rocks was established by determining the lower limit of TOC, analyzing logging response and influencing factors of organic matter abundance. Geochemical and geological characteristics of carbonate source rocks with low TOC (CSRLTOC) in Tazhong area were studied, and their contribution to oil-gas accumulation was evaluated by numerical simulation and hydrocarbon generation potential. Results show that the lower limit of TOC for effective carbonate source rocks with immature, mature, high mature and over mature stages are  $\text{TOC}=0.50\%$ ,  $\text{TOC}=0.30\%$ ,  $\text{TOC}=0.20\%$  and  $\text{TOC}=0.15\%$ , respectively. The log responses of carbonate source rocks have some differences from those for mudstone. The relationship of TOC, natural gamma,

**基金项目:** 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(No. 2011CB201102); 东北石油大学校青年科学基金项目(No. xm122130)。

**作者简介:** 霍志鹏(1983-), 男, 博士, 讲师, 主要从事烃源岩评价、油气地质、油气地球化学方面的研究工作。E-mail: huozhipeng521@163.com

\* **通讯作者:** 庞雄奇, E-mail: pangxq@cup.edu.cn

**引用格式:** 霍志鹏, 姜涛, 庞雄奇, 等, 2016. 塔中地区深层低丰度碳酸盐岩有效烃源岩评价及其对油气藏的贡献. 地球科学, 41(12): 2061-2074.

acoustic slowness and elastic parameter are better. The organic matter abundance is influenced by sedimentary environment, color of rock, and lithology. Based on above results, the discriminating criterion was established. In the Tazhong area, the CSRLTOC is less than none source rocks, with 24–500 m, accounting for 37% of the total thickness. The thickness of CSRLTOC is 1.54 to 5.92 times of those source rocks with high TOC ( $TOC > 5\%$ ). On the basis of the amounts of hydrocarbon expulsion, the amounts of effective hydrocarbon accumulation, the amounts of hydrocarbon accumulation and the amounts of oil-gas resources, the contributions of the CSRLTOC to oil-gas accumulation are 32.6%, 27.4%, 30.7% and 29.6%, respectively. Therefore, CSRLTOC should not be neglected in the theoretical research and resource evaluation.

**Key words:** carbonate source rock with low TOC; effective source rock; discriminating criterion; evaluation of source rock; contribution to oil-gas accumulation; deep layer; Tazhong area; petroleum geology.

随着浅层油气勘探程度的不断提高,发现大油气田的概率也越来越小. 深层已成为未来油气勘探与开发最重要的战略现实领域(孙龙德等,2013);而中国中西部深层和超深层海相碳酸盐岩地层油气资源潜力巨大,是我国深部油气勘探的重要领域(金之钧和蔡立国,2007;庞雄奇,2010). 中国的海相碳酸盐岩分布面积广,具有埋藏深、时代老、热演化程度高、有机质丰度偏低等特点( $TOC$  一般小于  $0.5\%$ ) (李晋超等,1998;马永生,2000;秦建中,2005). 这些深层有机质丰度偏低、热演化程度较高的碳酸盐岩能否成为有效烃源岩一直存在争议,低丰度( $TOC \leq 0.5\%$ )碳酸盐岩甚至被排除在油气资源评价之外(邱中建等,1998;梁狄刚等,2000;夏新宇,2000;张水昌等,2002, 2004). 但是近年来塔里木盆地和四川盆地碳酸盐岩油气勘探取得重大突破,其中塔中和塔北地区已发现油气地质储量甚至超过了评价的资源量,高丰度( $TOC > 0.5\%$ )烃源岩分布局

限,已不能有效解释已发现大量的油气. 笔者把有机质丰度  $TOC \leq 0.5\%$  的烃源岩称为低丰度烃源岩,而把  $TOC > 0.5\%$  的烃源岩称为高丰度烃源岩;最新研究表明,低丰度碳酸盐岩能够发生较大量的生排烃作用而对油气藏形成贡献,可以成为有效烃源岩(霍志鹏等,2013). 那么如何识别和评价低丰度有效烃源岩? 低丰度有效烃源岩厚度和分布有何特征? 它们对油气藏的相对贡献有多大? 随着油气勘探向深层和超深层发展,这也正成为影响我国深部碳酸盐岩油气勘探的一个重要和关键性问题. 笔者以塔中地区为例,对上述问题进行了探讨,这对准确评价塔中地区深层碳酸盐岩油气资源量和勘探潜力具有重要意义.

### 1 塔中地区地质背景

塔中地区位于塔里木盆地中央隆起的中段,面积约为  $2.75 \times 10^4 \text{ km}^2$  (图 1a). 塔中地区为一巨型

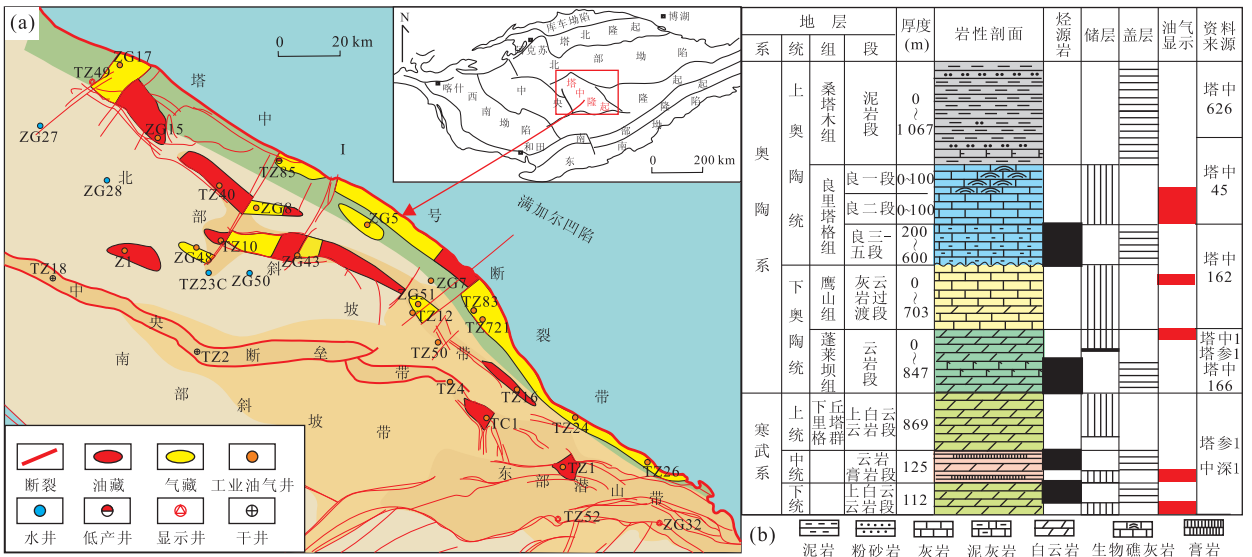


图 1 塔中地区地质背景  
 Fig. 1 Geological background of Tazhong area  
 a. 地理位置与构造区划分图; b. 生储盖组合

古隆起,由北向南依次可分为塔中 I 号构造带、北部斜坡带、中央断垒带、南部斜坡带、东部潜山构造带 5 个次级构造带。塔中地区是塔里木盆地主要油气富集区之一,截至 2011 年底,已发现三级储量  $10.41 \times 10^8$  t 油当量,其中天然气  $5.943 \times 10^8$  m<sup>3</sup>。随着 2007 年油气勘探在下奥陶统潜山风化壳中取得重要突破,2012 年人们在中深 1 井中下寒武统发现油气,塔中地区油气勘探正由浅层向深层一超深层发展、由奥陶系向寒武系转移,勘探潜力巨大。

塔中地区地层自下而上发育古生界、中生界和新生界。研究表明,下古生界寒武系和奥陶系是塔中地区烃源岩主要发育层位(图 1b),碳酸盐岩烃源岩可进一步分为中下寒武统、上寒武统一下奥陶统和中上奥陶统 3 套(其中早期把中下寒武统和上寒武统一下奥陶统一并称为寒武系一下奥陶统,作为一套烃源岩),岩性主要是碳酸盐岩。中下寒武统烃源岩主要为蒸发泻湖相,目前只有塔参 1 井和中深 1 井钻遇该套烃源岩,岩性以含泥云岩、含膏泥质云岩、泥粉晶云岩为主;上寒武统一下奥陶统烃源岩也主要为蒸发泻湖相,岩性以含泥云岩、泥粉晶云岩为主,并混有部分灰岩;中上奥陶统烃源岩主要为台缘斜坡灰泥丘相和丘间洼地相,岩性以灰岩和泥质灰岩为主。这 3 套烃源岩有机质丰度总体较低,多数  $\text{TOC} \leq 0.5\%$ ,其中中下寒武统和中上奥陶统烃源岩较好,上寒武统一下奥陶统烃源岩较差。塔中地区海相油气主要来自寒武系一下奥陶统和中上奥陶统海相烃源岩,具有混源油气的特征(Zhang *et al.*, 2000;张水昌等,2004;王招明和肖中尧,2004;李素梅等,2010;宋到福等,2016)。

## 2 低丰度碳酸盐岩有效烃源岩判别

### 2.1 有效烃源岩 TOC 下限

笔者把有效烃源岩定义为生烃量满足了烃源岩各种形式的残留烃量后,开始以游离相态向外大量有效排烃的烃源岩。碳酸盐岩既可作为烃源岩又可作为储层,是生储共生的,油气运移距离较短就可以成藏,只要以游离相态向外大量排烃,就有可能对油气藏形成贡献,就可以成为有效烃源岩。

有效烃源岩 TOC 下限即为有效排烃量(游离相态排烃量)为零时对应的 TOC,是用来判别烃源岩是否有效的标准,它对识别有效烃源岩以及评价它们对油气藏的相对贡献量具有重要意义。其中人们对泥质烃源岩认识比较统一,TOC 下限值为

0.4%~0.5%;而碳酸盐岩烃源岩的 TOC 下限众说纷纭,差异很大。笔者已证明这些低丰度烃源岩可以成为有效烃源岩,且它们的 TOC 下限应该比泥质烃源岩的低一些,不能用一个统一不变的 TOC 作为下限,并对 TOC 下限作了初步确定(霍志鹏等,2013)。后来笔者又进一步深入研究了 TOC 下限,不同成熟阶段碳酸盐岩烃源岩的 TOC 下限不同: $R_o < 0.5\%$  的未成熟阶段,  $\text{TOC} \geq 0.6\%$ ;  $R_o = 0.5\% \sim 0.7\%$  的低成熟阶段,  $\text{TOC} = 0.6\% \sim 0.4\%$ ;  $R_o = 0.7\% \sim 1.3\%$  的成熟阶段,  $\text{TOC} = 0.4\% \sim 0.22\%$ ;  $R_o = 1.3\% \sim 2.0\%$  的高成熟阶段,  $\text{TOC} = 0.22\% \sim 0.12\%$ ;  $R_o > 2.0\%$  的过成熟阶段,  $\text{TOC} < 0.12\%$ 。

此外,笔者又利用烃源岩 TOC 演化法,从另一个角度确定了碳酸盐岩有效烃源岩 TOC 下限。研究表明,碳酸盐岩烃源岩 TOC 随着热演化或者生排烃而下降(郝石生,1984;卢双舫等,2003;秦建中等,2005;霍志鹏等,2013)。笔者以塔中地区单位体积烃源岩为标准,模拟计算了其在不同深度或  $R_o$  条件下烃源岩 TOC 的演化特征,主要原理是烃源岩有机碳含量守恒,原始有机碳量等于残留有机碳量与排出烃类所含有有机碳量之和,原理详见参考文献(庞雄奇等,2014a)。碳酸盐岩烃源岩 TOC 演化如图 2 所示,随着热演化程度  $R_o$  的增大,TOC 呈现先迅速降低、最后趋于平衡的变化规律。急剧减少发生在  $R_o = 0.5\% \sim 2.0\%$  阶段,TOC 降低幅度可达

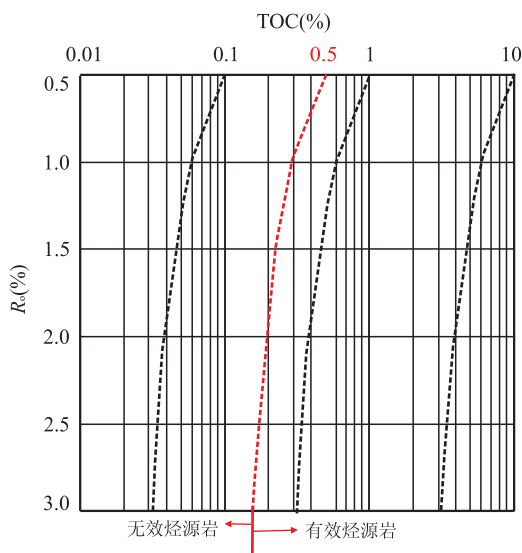


图 2 塔中地区碳酸盐岩有效烃源岩 TOC 与  $R_o$  的关系  
Fig. 2 Relation of  $R_o$  and TOC for the effective carbonate source rocks, Tazhong area

据庞雄奇等(2014a)修改

62%，这与有机质在热演化过程中的大量生排烃时期对应。笔者把一些学者提出的烃源岩下限值  $\text{TOC}=0.5\%$  作为未成熟—低成熟阶段烃源岩  $\text{TOC}$  下限。根据  $\text{TOC}$  演化特征图， $\text{TOC}=0.5\%$  在不同成熟阶段演化后残余的  $\text{TOC}$  作为对应成熟阶段烃源岩的  $\text{TOC}$  下限，从而得到不同成熟阶段有效烃源岩  $\text{TOC}$  下限(图 2 红色实线):  $R_o < 0.5\%$  的未成熟阶段,  $\text{TOC}=0.5\%$ ;  $R_o = 0.5\% \sim 1.3\%$  的成熟阶段,  $\text{TOC}=0.50\% \sim 0.24\%$ ;  $R_o = 1.3\% \sim 2.0\%$  的高成熟阶段,  $\text{TOC}=0.24\% \sim 0.19\%$ ;  $R_o > 2.0\%$  的过成熟阶段,  $\text{TOC} < 0.19\%$ 。

上述研究表明,低丰度碳酸盐岩烃源岩在合适的条件下可以作为有效烃源岩,但它们的  $\text{TOC}$  下限是随着  $R_o$  的增大而逐渐降低的。为了更好地表征  $\text{TOC}$  下限,这里把每个成熟阶段  $R_o$  中值对应的  $\text{TOC}$  作为该阶段有效烃源岩  $\text{TOC}$  下限。笔者根据物质平衡模拟算法和  $\text{TOC}$  演化法综合确定了  $\text{TOC}$  下限。未成熟、成熟、高成熟和过成熟阶段的有效烃源岩  $\text{TOC}$  下限分别是  $0.50\%$ 、 $0.30\%$ 、 $0.20\%$  和  $0.15\%$ 。由于这是以塔中地区碳酸盐岩为例确定的  $\text{TOC}$  下限,塔中地区烃源岩有机质类型主要为 I 型,因此这里确定的  $\text{TOC}$  下限主要针对的是 I 型碳

酸盐岩烃源岩。塔中地区烃源岩多处于高过成熟阶段,为了方便,在实际评价有效烃源岩时可以把  $\text{TOC}=0.2\%$  作为评价有效烃源岩  $\text{TOC}$  下限值。

## 2.2 有机质丰度的测井响应

烃源岩由于含有有机质,与非烃源岩测井响应上具有较明显的区别。泥质优质烃源岩测井响应特征为“五高一低”,即高电阻率、高自然伽马、高铀含量、高声波时差、高中子和低密度。影响烃源岩测井响应的因素较复杂,利用单一测井识别方法很可能造成一定误差,影响预测准确性。因此还可以在研究中提取新参数,以放大有机质的测井响应,张立鹏等(2001)提出了 4 种新的参数,包括地层弹性参数、总自然伽马与去铀自然伽马之差、铀钍含量比和井径差值。它们分别是两种测井的组合,可以用来识别烃源岩。

相对泥质烃源岩,碳酸盐岩烃源岩有以下特性:有机碳含量相对较低;低丰度碳酸盐岩既可作为烃源岩层,又可作为储层,是源储共生的,不像碎屑岩泥质烃源岩和砂岩储层界线明显;碳酸盐岩易发生溶蚀作用,孔洞缝更发育。上述特性使碳酸盐岩烃源岩的测井响应与泥质烃源岩相比既有相同点也有差异(图 3)。有差异的测井响应主要是电阻率( $R_d$ )、密度( $DEN$ )、中子测井( $CNL$ )和铀钍比( $U/Th$ ),其

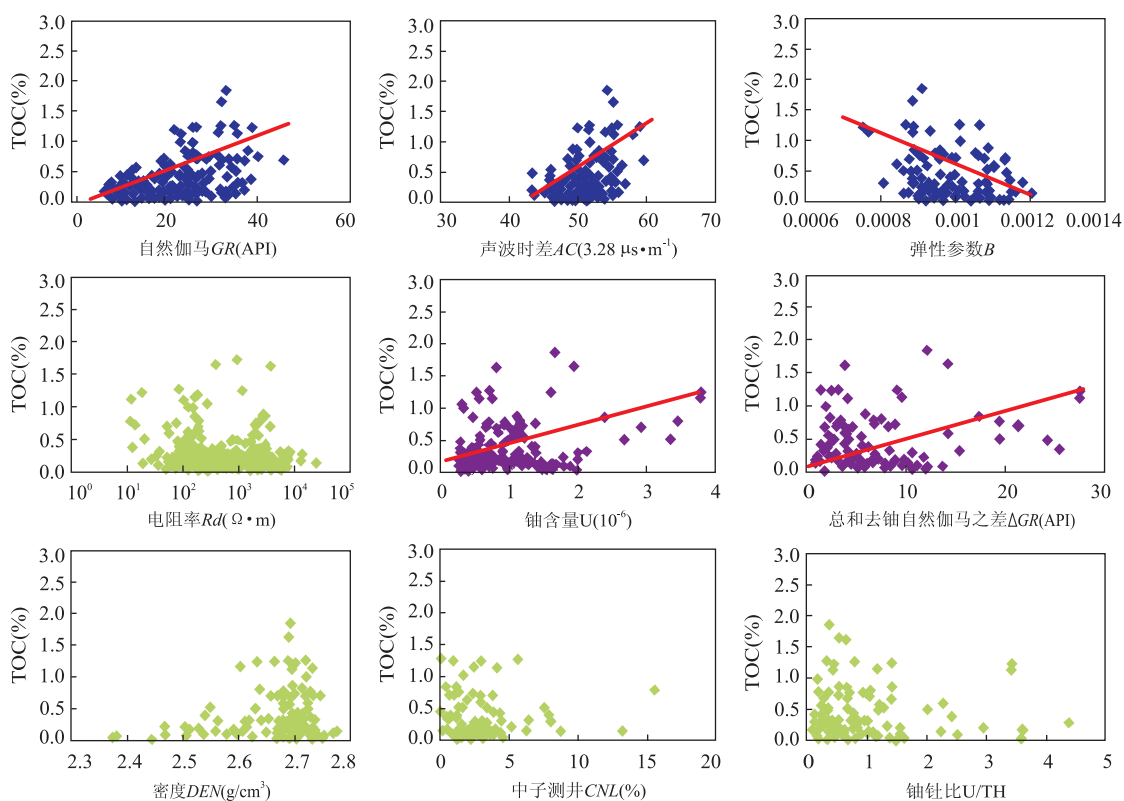


图 3 塔中烃源岩  $\text{TOC}$  与各测井参数的关系

Fig. 3 Relationship between  $\text{TOC}$  for carbonate source rocks and evaluation index of log

中最重要的差异是碳酸盐岩烃源岩不一定表现高电阻率,因为低丰度碳酸盐岩是源储共生的,油气可能来自外源,不像泥岩中油气只来自泥岩本身生成的油气.如果有外源,电阻率也可能很高,如果没有外源,电阻率会很低,从而使低丰度烃源岩电阻率表现为或高或低;而无效烃源岩中,油气层电阻率很高,不含油气且 TOC 很低的岩石的电阻率可能很低.因此高低丰度、无效碳酸盐岩烃源岩均可能表现出或低或高的电阻率而无法有效分开.此外密度差异也较大,这主要是因为碳酸盐岩容易溶蚀产生孔洞缝造成密度降低,尤其有机质含量低的碳酸盐岩溶蚀的可能性更大,因此无法判别密度低是溶蚀还是有机质含量高造成的,笔者统计发现碳酸盐岩 TOC 与密度有呈反比趋势,这和泥岩不同.与泥质烃源岩相同的测井响应主要是自然伽马、声波时差和弹性参数  $B$ ,且它们与 TOC 的关系较好,说明这 3 个参数对碳酸盐岩有机质较敏感.而铀含量和反映铀含量的地层总自然伽马和去铀自然伽马之差虽然与 TOC 有一定正相关,但总体相关性较差.根据上述研究,笔者在判别低丰度碳酸盐岩有效烃源岩时,主要考虑自然伽马、声波时差和弹性参数  $B$  这 3 个参数,其他参数作为辅助参考.

### 2.3 有机质丰度的影响因素

许多学者对烃源岩有机质丰度的影响因素进行了研究,认为有机质丰度主要受沉积环境、沉积速率、生物生产率、岩石矿物组成、成岩作用、次生改造作用、深部热水流体和热演化作用的影响(郝石生和贾振远,1989;张水昌等,2005;陈践发等,2006,倪春华等,2009).为了更好地评价现今低丰度烃源岩的 TOC 和有效厚度,笔者考虑的有机质丰度的影响因素主要包括沉积环境、岩性、颜色,它们很大程度上是上述前人研究的影响因素的综合反映和外在表现.为了统计更多数据更好反映有机质丰度与影响

因素的关系,这里以整个台盆区为例予以研究.

塔里木盆地台盆区寒武系和奥陶系沉积相主要为陆棚—盆地相、台缘(斜坡)相、开阔台地相、局限台地相和蒸发泻湖相.低丰度和高丰度烃源岩的 TOC 与沉积环境的关系相似(图 4),在深水的陆棚—盆地相 TOC 最高,分别为 0.267% 和 1.55%,其次为蒸发泻湖相和台缘相,而局限—开阔台地相 TOC 最低,分别为 0.23% 和 0.90%.沉积环境是影响有机质丰度最重要的因素,因为它决定着物源、生物的繁盛程度、水动力条件和氧化还原条件.海相高丰度优质烃源岩主要在还原、弱水动力条件、阳光充足、生物繁盛和沉积速率较快的环境下沉积的,反之则主要形成差—中等烃源岩.

岩性是影响有机质丰度的重要因素,而其中的关键是由粘土矿物的含量决定的.泥质岩主要矿物成分是粘土,可以吸附较多的有机质,有机质丰度较高;而碳酸盐岩以方解石、白云石矿物为主,粘土矿物次之,故有机质丰度较低,一般低于泥质烃源岩.灰岩、白云岩和泥岩的 TOC 均随泥质含量的增加而增大,相关性很好(图 5a).一般碳酸盐岩中的碳酸盐含量与泥质含量呈反比关系,随着碳酸盐含量的增加,碳酸盐岩烃源岩的 TOC 呈现降低的趋势(图 5b).

颜色是沉积岩最醒目的标志,主要与沉积环境、成岩环境和次生改造作用有关.岩石的颜色与有机质丰度具有较好的关系,随着颜色的变深,TOC 具有增大的趋势;深色和还原色(深灰色、灰黑色、黑色和灰绿色)烃源岩的 TOC 较高,浅色和氧化色(白色、灰白色、浅灰色、灰黄色,棕色、褐色、红色、紫红色)的烃源岩 TOC 明显较低.

### 2.4 碳酸盐岩烃源岩判别标准

笔者首先把地层分为高丰度烃源岩层( $TOC > 0.5\%$ )、低丰度烃源岩层( $0.2\% \leq TOC \leq 0.5\%$ )、

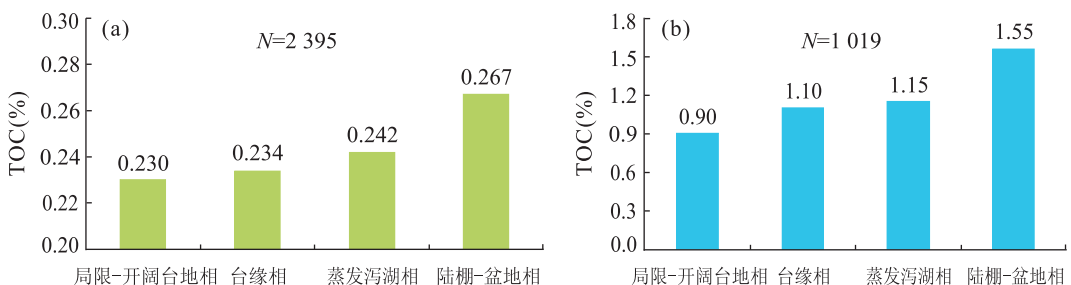


图 4 塔里木盆地台盆区高低丰度烃源岩 TOC 与沉积相的关系

Fig. 4 Relationship between TOC and sedimentary facies for source rocks with high and low TOC, Tarim Basin

a. 低 TOC 烃源岩; b. 高 TOC 烃源岩

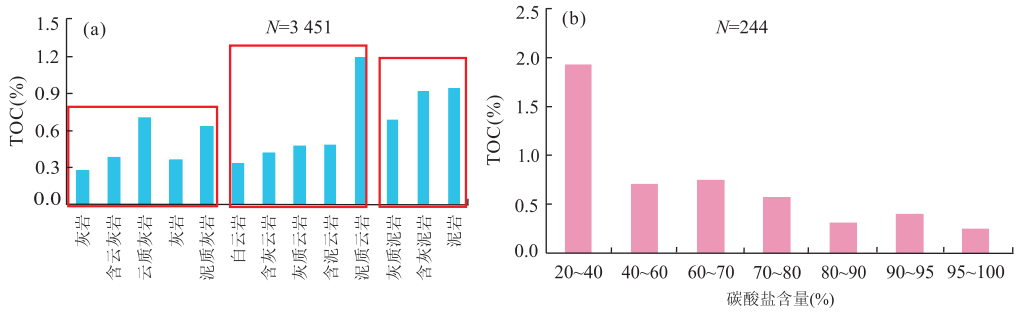


图 5 塔里木盆地台盆区烃源岩 TOC 与岩性的关系

Fig. 5 Relationship between TOC and lithology for source rocks, Tarim Basin

a. 烃源岩 TOC 与泥质含量的关系; b. 塔参 1 井烃源岩 TOC 与碳酸盐含量关系

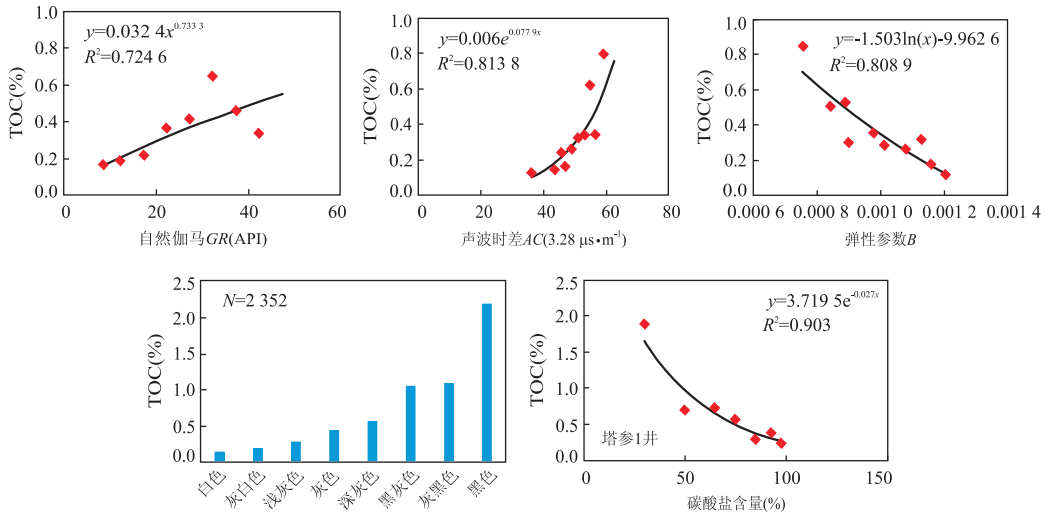


图 6 碳酸盐岩烃源岩平均 TOC 与评价指标的关系

Fig. 6 Relationship between TOC for carbonate source rocks and evaluation index

表 1 碳酸盐岩烃源岩定性评价标准

Table 1 Qualitative evaluation criterion for carbonate source rocks

指标类别	指标	高丰度烃源岩 (TOC>0.5%)	低丰度烃源岩 (0.2%≤TOC≤0.5%)	无效烃源岩 (TOC<0.2%)
重点参考	自然伽马 GR(API)	>32	32~13	<13
	声波时差 AC(3.28 μs·m <sup>-1</sup> )	>55	55~46	<46
	地层弹性参数 B	<0.000 92	0.000 92~0.001 12	>0.001 12
	碳酸盐含量(%)	<74	74~90	>90
	颜色	黑灰色-黑色	浅灰色-深灰色、灰绿	白色-灰白色、棕-褐-红
辅助参考	铀含量 U(10 <sup>-6</sup> )	>1.0	1.0~0.5	<0.5
	总自然伽马和去铀自然伽马之差 ΔGR(API)	>9	9~3	<3
	密度 DEN(g/cm <sup>3</sup> )	<2.68	2.68~2.73	>2.73
	铀钍比 U/Th	>1.0	1.0~0.4	<0.4

注:地层弹性参数 B=DEN/AC<sup>2</sup>.

无效烃源岩层 (TOC<0.2%) 和油气层 4 类, 即油气层不作为烃源岩层. 本文根据有机质丰度的测井响应和影响因素, 主要应用定性识别高、低丰度烃源岩为主和定量评价为辅的思想, 采用与 TOC 关系较好的影响因素和测井参数为主、其他参数为辅的

指标, 根据某参数在一间隔内的参数平均值和 TOC 平均值的关系(图 6), 标定了高丰度、低丰度和无效烃源岩的指标值范围, 从而建立了碳酸盐岩烃源岩定性判别标准(表 1).

### 3 塔中地区低丰度烃源岩特征

笔者根据上述建立的碳酸盐岩烃源岩判别标准,研究了塔中地区低丰度烃源岩的地化特征和地质特征,主要包括有机质丰度(TOC)、低高丰度烃源岩厚度和分布等,这也是评价低丰度烃源岩对油气藏相对贡献以及评价资源量的基础。塔里木盆地塔中地区低丰度烃源岩更发育,厚度更大,面积更广;寒武系和奥陶系低丰度烃源岩从浅到深均有分布,厚度巨大且不均,面积广泛而有异。下面从上至下分为中上奥陶统( $O_{2+3}$ )、上寒武统一下奥陶统( $E_3-O_1$ )和中下寒武统( $E_{1+2}$ )3层来详细论述塔中低丰度烃源岩的地化和地质特征。

#### 3.1 地化特征

塔中地区寒武系和奥陶系主要为碳酸盐岩,其中中上奥陶统为灰岩,寒武系一下奥陶统主要为白云岩,有机质丰度总体偏低,热演化程度较高,有机质类型以 I 型为主,其中低丰度烃源岩有机质类型稍差(表 2)。统计分析 1 926 个样品的 TOC 表明,塔中地区 TOC<0.2% 的样品个数占总数的 53.4%, $0.2\% \leq \text{TOC} \leq 0.5\%$  的超过总数的 33.3%,是 TOC>0.5% 个数的 2.5 倍。说明该区无效烃源岩占大多数,低丰度烃源岩次之,但个数也较多。塔中 10 井中上奥陶统烃源岩最大 TOC 可达 6.0%,TOC 平均值为 0.73%。中上奥陶统烃源岩有机质类型以 I 型为主,混有 II<sub>2</sub>-III 型(梁狄刚等,2000;张水昌等,2001;王飞宇等,2001;高志前等,2006),镜质体反射率  $R_o$  为 0.81%~1.30%,主要处于成熟生油阶段,TOC 为 0.20%~6.00%,平均值为 0.60%,其中低丰度烃源岩 TOC 平均值为 0.31%。上寒武统一下奥陶统烃源岩有机质类型以 I 型(高志前等,2006;鲍典,2008), $R_o$  为 1.07%~2.10%,处于高成熟阶段为主,TOC 为 0.20%~1.32%,平

均值为 0.67%,低丰度烃源岩 TOC 平均值为 0.28%。中下寒武统烃源岩有机质类型也主要为 I 型(高志前等,2006;鲍典,2008), $R_o$  数值较少,塔参 1 井下寒武统烃源岩两个实测  $R_o$  值为 2.23% 和 2.25%,表明该层烃源岩已处于过成熟生干气阶段,TOC 为 0.20%~3.08%,平均值为 0.70%,低丰度烃源岩 TOC 平均值为 0.35%。总体上中下寒武统烃源岩最好、其次为中上奥陶统,上寒武统一下奥陶统较差。

#### 3.2 厚度与分布

##### 3.2.1 中上奥陶统

根据上述碳酸盐岩烃源岩的判别标准,塔中地区中上奥陶统总体埋藏较浅,有机质成熟度低,TOC 下限偏高,无效烃源岩较厚,这在塔中地区南东部和地层的上部表现得尤为明显。通过单井、剖面和平面的烃源岩厚度分布研究,笔者认为塔中地区中上奥陶统低丰度烃源岩厚度巨大,分布广泛。在纵向上,以塔中 12 井为例, $O_{2+3}$  高丰度烃源岩厚度为 52 m,低丰度烃源岩厚度为 151.5 m,无效烃源岩厚度为 208.5 m,气层厚度为 47 m(图 7)。无效烃源岩和气层合占总地层厚度的 55.7%,超过地层厚度的一半;低丰度烃源岩厚度是高丰度烃源岩的 2.91 倍,占地层总厚度的 33.0%,低丰度烃源岩占地层较大部分(图 7)。通过对 12 口井详细解剖表明, $O_{2+3}$  良里塔格组高丰度烃源岩厚度为 6~149 m,而低丰度烃源岩厚度为 24~241 m,无效烃源岩厚度为 27~359 m,油气层厚度为 0~113 m;其中无效烃源岩和油气层合占总地层厚度的 50.6%,低丰度烃源岩厚度是高丰度烃源岩的 1.54~4.93 倍(图 8)。其中 TZ50 井无效烃源岩厚度为 166 m,低丰度烃源岩厚度为 74 m,为高丰度烃源岩厚度的 1.54 倍,低、高丰度烃源岩厚度比最小;而 TZ23C 井低、高丰度烃源岩厚度比最大,为 4.93 倍,南部的 TZ27 井低丰度烃源岩厚度很大,为 224.5 m。这说

表 2 塔中地区各层烃源岩有机质丰度统计

Table 2 TOC of source rocks of different formations in Tazhong area

层位	典型井	岩性	所有烃源岩 TOC(%)	高丰度烃源岩 TOC(%)	低丰度烃源岩 TOC(%)	$R_o$ (%)	有机质类型
$O_{2+3}$	塔中 12、塔中 10、塔中 15、塔中 43	泥灰岩、泥晶灰岩、粉晶灰岩	(0.206, 00)/0.60(513)	1.06(206)	0.31(307)	0.811.30	I 型为主,混有 II <sub>2</sub> -III 型
$E_3-O_1$	塔中 12、塔中 162、塔参 1	含泥云岩、泥粉晶云岩	(0.201, 32)/0.34(234)	0.67(29)	0.28(205)	1.072.1	I 型为主
$E_{1+2}$	塔参 1	泥质云岩、含膏泥质云岩	(0.203, 08)/0.70(54)	1.28(21)	0.35(33)	$R_o > 2.0$	I 型为主

注:表中分子为值分布范围,分母为平均值,括号内为样品个数。

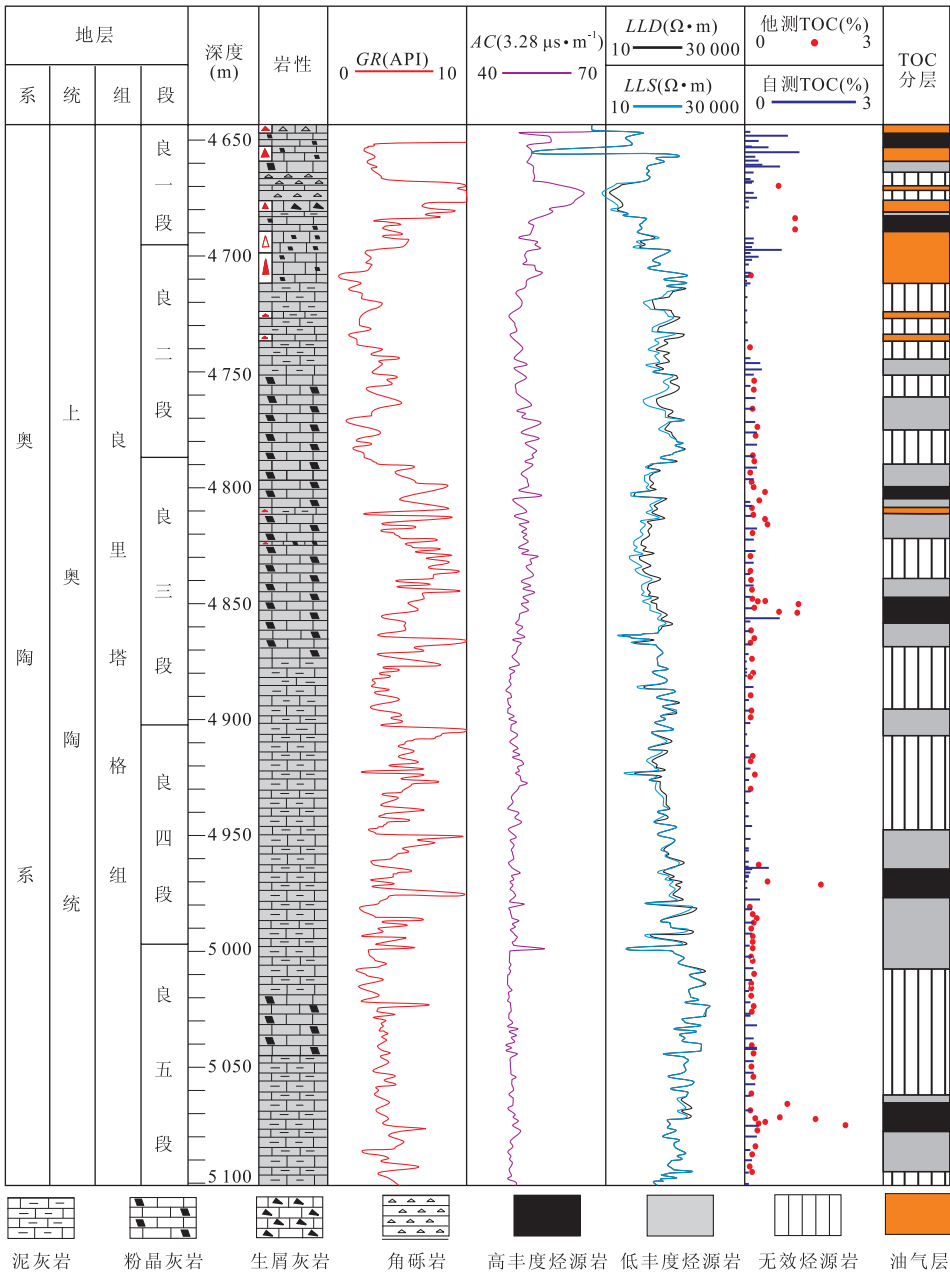


图 7 塔中 12 井  $O_{2+3}$  低高丰度烃源岩厚度

Fig. 7 Thickness of the  $O_{2+3}$  source rocks with low and high TOC in well Tazhong-12

他测 TOC 指收集的他人实测的烃源岩 TOC, 自测 TOC 指本论文实测的烃源岩 TOC

明塔中地区  $O_{2+3}$  绝大部分井位低丰度烃源岩均有分布, 厚度不等, 总体相比高丰度烃源岩厚度大得多. 在平面上, 低丰度烃源岩在塔中地区分布更广泛(图 9), 除在塔中 I 号断裂带和北部斜坡带有分布外, 在中央断垒带的南部也有分布, 而高丰度烃源岩在此处很少见. 低丰度烃源岩呈现规律性分布, 总体上东部厚、西部薄、北部厚、南部薄, 其中 TZ43 井最厚, 超过 500 m.

**3.2.2 上寒武统一下奥陶统** 笔者认为该层 TOC 很低, 低丰度烃源岩厚度更大. 这里以钻穿下奥陶统

的 TZ12 井为例, 通过 TZ12 井下奥陶统密集取样、TOC 测试和热解实验表明, 下奥陶统烃源岩 56 个 TOC 测试数据中, 除了 4 个  $TOC > 0.5\%$ , 其他 52 个都  $TOC < 0.5\%$ . 在 197 m 厚的地层中, 无效烃源岩厚度为 79 m, 低丰度烃源岩厚度为 80 m, 是高丰度烃源岩厚度的 4.70 倍, 占地层总厚度的 40.6%, 说明下奥陶统低丰度烃源岩比例较大, 在干井区厚度及厚度比例可能更大.

塔中地区塔参 1 井和中深 1 井打到并钻穿寒武系, 这里以塔参 1 井为例. 塔参 1 井上寒武统大部分



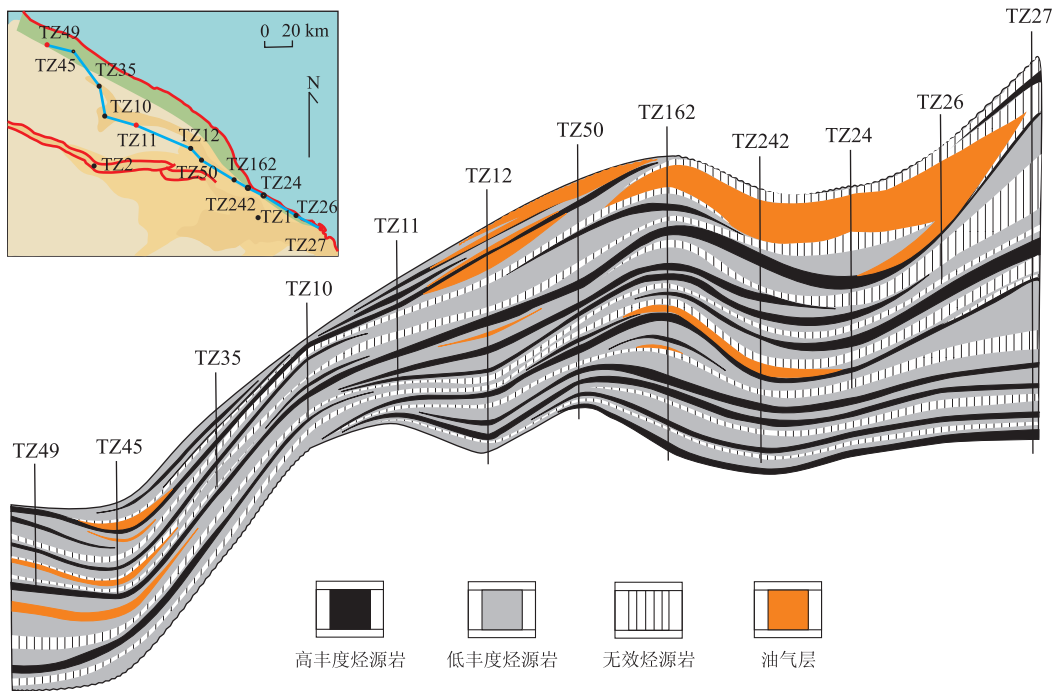


图 8 塔中地区  $O_{2+3}$  低高丰度烃源岩剖面

Fig. 8 Profile for the  $O_{2+3}$  source rocks with low and high TOC in the Tazhong area

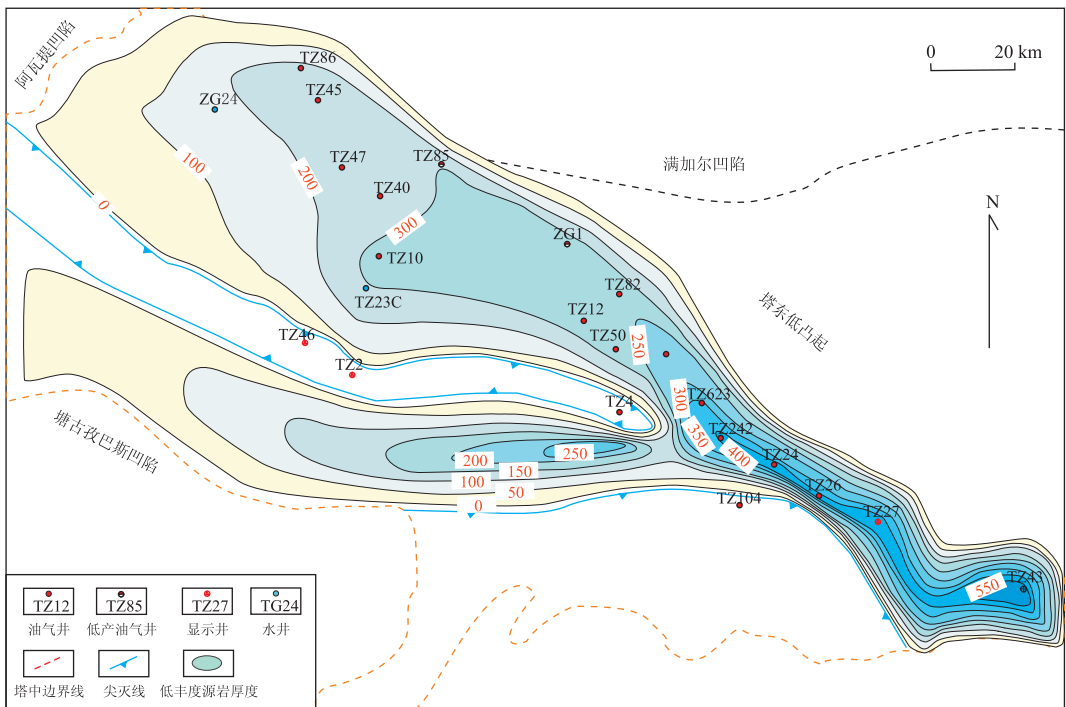


图 9 塔中地区  $O_{2+3}$  低丰度烃源岩平面分布

Fig. 9 Horizontal distribution of the  $O_{2+3}$  source rocks with low TOC in the Tazhong area

也是无效烃源岩,而低丰度烃源岩厚约 320 m,占地层总厚度的 41.3%,低丰度烃源岩厚度是高丰度烃源岩的 5.92 倍.虽然钻遇上寒武统的单井较少,但笔者通过 TOC 测试、地质分析并参考前人研究成

果认为,相比塔中地区寒武系和奥陶系其他层位,上寒武统低丰度烃源岩应该是最厚的,相对于高丰度烃源岩厚度倍数也是最大的.

3.2.3 中下寒武统 同样以塔参 1 井为例.塔参 1

井中无效烃源岩厚度为 114 m, 高丰度烃源岩厚度为 67 m, 低丰度烃源岩厚度为 131 m, 是高丰度烃源岩的 1.96 倍. 最新探井中深 1 井中下寒武统发现了油气, 该油气应该来自本层位烃源岩生成的油气. 虽然中下寒武统较薄, 小于 350 m, 但仍能生成大量的油气, 塔中地区中下寒武统油气勘探前景广阔. 该井一定程度上反映塔中地区中下寒武统低、高丰度烃源岩厚度分布情况.

## 4 塔中地区低丰度有效烃源岩对油气藏相对贡献评价

### 4.1 评价原理

油气具有流动性, 根据物质平衡原理, 烃源岩生成的油气经过烃源岩内部的残留、水溶相和扩散相无效排出后以游离相大量有效排出; 而排出的烃在运移和聚集的过程中还要经过各种损耗和散失, 包括储层滞留、盖前排失、运移过程中随水流失及扩散损失等, 剩下的油气可以进入圈闭聚集, 形成可供聚集烃量; 而聚集成藏后还可能经历后期的构造变动破坏而进一步损耗, 最终剩下的才成为油气资源量. 因此, 在计算油气资源量过程中, 可先后获得排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和资源量, 它们的计算公式如下所示(庞雄奇等, 2000, 2007; 姜福杰等, 2008).

$$Q_c = Q_p - Q_{mo} - Q_{rb} - Q_{rw} - Q_{rog}, \quad (1)$$

式中:  $Q_c$ 、 $Q_p$ 、 $Q_{mo}$ 、 $Q_{rb}$ 、 $Q_{rw}$ 、 $Q_{rog}$  分别为某一层位烃源岩的排烃量(t)、生烃量(t)、残留油量(t)、吸附残留油气量(t)、水溶残留油气量(t)、油溶残留油气量(t). 低、高丰度烃源岩分别利用各自对应的量计算.

$$Q_{ce} = Q_c - Q_{ew} - Q_{ed}, \quad (2)$$

式中:  $Q_{ce}$ 、 $Q_c$ 、 $Q_{ew}$ 、 $Q_{ed}$  分别为某一层位烃源岩的有效排烃量(t)、排烃量(t)、水溶相排烃量(t)、扩散相排烃量(t). 低、高丰度烃源岩分别利用各自对应的量计算.

$$Q_a = Q_{ce} - Q_{rs} - Q_{bc} - Q_{lb} - Q_{lw} - Q_{ld}, \quad (3)$$

式中:  $Q_a$ 、 $Q_{ce}$ 、 $Q_{rs}$ 、 $Q_{bc}$ 、 $Q_{lb}$ 、 $Q_{lw}$ 、 $Q_{ld}$  分别为某一层位烃源岩的可供聚集烃量(t)、有效排烃量(t)、储层滞留烃量(t)、盖前排失烃量(t)、围岩吸附烃量(t)、水溶流失烃量(t)、扩散损失烃量(t). 低、高丰度烃源岩分别利用各自对应的量计算.

在上面涉及的各种损耗烃量中, 塔中地区低丰度烃源岩分布广泛, 油气运移范围都在烃源岩之上,

故不涉及被围岩自身滞留的烃量; 塔中地区寒武系和奥陶系烃源岩进入排烃门限开始第一次排烃时, 中寒武统膏岩层和上奥陶统桑塔木组泥岩区域盖层均已形成, 盖前排失烃量很少. 因此本文重点研究储层滞留烃中的滞留油量、水溶油气量、油溶油气量和运移流散烃中的水溶流失油气量、扩散油气量. 需要说明的是, 高丰度烃源岩排烃较早, 其提前排出的烃量笔者认为都在运移中散失, 包括储层滞留和运移流散.

$$Q = Q_a - Q_{ds} - Q_{ls}, \quad (4)$$

式中:  $Q$ 、 $Q_a$ 、 $Q_{ds}$ 、 $Q_{ls}$  分别为某一层位烃源岩的可供资源量(t)、可供聚集烃量(t)、构造破坏烃量(t)、无价值聚集烃量(t). 低、高丰度烃源岩分别利用各自对应的量计算. 庞宏(2011)已对塔中地区构造破坏烃量和破坏烃率作过系统研究, 本文油气破坏烃量主要利用此成果推算获得.

根据上述低丰度有效烃源岩对油气藏的相对贡献可以包括排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量相对贡献 4 个层次; 还可以进一步分别求取液态油和天然气在 4 个层次上对油藏和气藏的相对贡献(图 10). 基本原理是在前文确定的塔中地区各个层位烃源岩的地质和地化特征基础上, 根据单个层位低丰度烃源岩排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量所占低、高丰度烃源岩总排烃量、总有效排烃量、总可供聚集烃量和总可供资源量的比例评价该层位低丰度烃源岩对油气藏相对贡献. 以可供资源量为例, 具体计算公式为:

$$K_q = \frac{Q_l}{Q_l + Q_h} \times 100\%, \quad (5)$$

式中:  $K_q$  为低 TOC 有效烃源岩对可供资源量的相对贡献, %;  $Q_l$  为低丰度有效烃源岩可供资源量,  $10^8$  t;  $Q_h$  为高丰度烃源岩可供资源量,  $10^8$  t.

需要说明的是: (1) 根据物质平衡原理, 笔者在利用数值模拟法计算各种烃量的同时, 还用生烃潜力法(周杰和庞雄奇, 2002; 马中振等, 2009)计算了有效排烃量, 以进行对比和相互检验; (2) 为了更好适合碳酸盐岩, 笔者针对碎屑岩建立的排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量计算方法和参数上作了小部分改进, 如①碳酸盐岩黏土含量较少, 在计算水溶相态残留烃和排烃时, 未考虑黏土矿物转化的生水量对残留烃和排烃影响, ②损耗烃量中的油气运移面积为每层烃源岩的面积与油气藏的面积之差, 而不是以往利用储层的面积; (3) 在区别计算低丰度和高丰度烃源岩 4 个层次的量、求取天然气量上作了一些研究思路上的创新, 如①在区别低

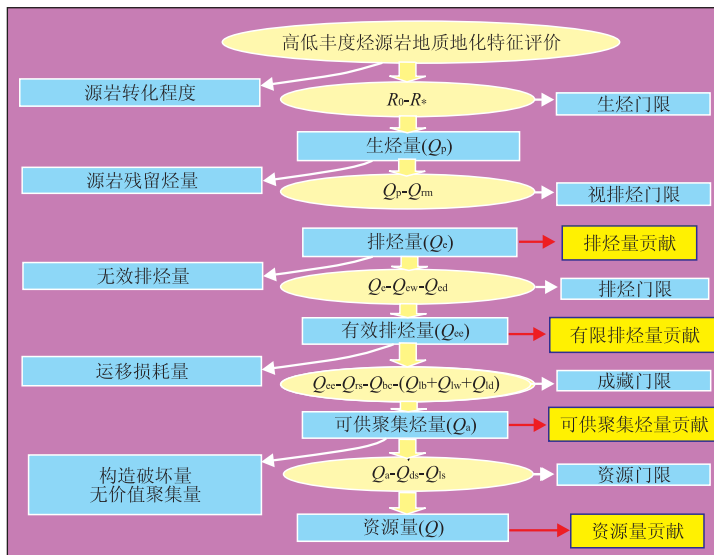


图 10 低丰度烃源岩对油气藏相对贡献评价原理

Fig. 10 Evaluation workflow of contribution to oil-gas reservoirs for source rocks with low TOC

表 3 塔中地区低丰度烃源岩对油气藏相对贡献综合评价

Table 3 Contribution to oil-gas reservoirs for source rocks with low TOC in the Tazhong area

方法		排烃数值模拟法				生烃潜力法		损耗数值模拟法		构造破坏数值模拟法	
层位	烃源岩	排烃量 (10 <sup>8</sup> t)	贡献 (%)	有效排烃量 1 (10 <sup>8</sup> t)	贡献 (%)	有效排烃量 2 (10 <sup>8</sup> t)	贡献 (%)	可供聚集烃量 (10 <sup>8</sup> t)	贡献 (%)	资源量 (10 <sup>8</sup> t)	贡献 (%)
O <sub>2+3</sub>	低丰度	36.5	30.3	24.9	24.1	25.3	21.8	3.1	23.8	2.6	24.3
	高丰度	83.9	69.7	78.5	75.9	90.8	78.2	9.9	76.2	8.1	75.7
	低高丰度和	120.4	100.0	103.4	100.0	116.1	100.0	13.0	100.0	10.7	100.0
O <sub>1</sub> -Є <sub>3</sub>	低丰度	48.6	40.7	38.3	36.1	28.4	40.3	3.2	41.6	1.8	41.9
	高丰度	70.9	59.3	67.8	63.9	42.1	59.7	4.5	58.4	2.5	58.1
	低高丰度和	119.5	100.0	106.1	100.0	70.5	100.0	7.7	100.0	4.3	100.0
Є <sub>1+2</sub>	低丰度	54.0	29.0	43.3	25.5	41.3	24.6	11.7	30.8	2.1	30.9
	高丰度	132.4	71.0	126.6	74.5	126.3	75.4	26.3	69.2	4.7	69.1
	低高丰度和	186.4	100.0	169.9	100.0	167.6	100.0	38.0	100.0	6.8	100.0
总计	低丰度	139.2	32.6	106.5	28.1	95.1	26.8	18.0	30.7	6.4	29.6
	高丰度	287.2	67.4	272.9	71.9	259.2	73.2	40.7	69.3	15.2	70.4
	低高丰度和	426.4	100.0	379.4	100.0	354.3	100.0	58.7	100.0	21.6	100.0

丰度和高丰度烃源岩运移中各种损耗烃量时,首先计算总的损耗烃量,然后再根据低丰度和高丰度烃源岩排烃特征差异和各地质历史时期排烃量(主要是高丰度烃源岩开始排烃较早,而低丰度烃源岩排烃较晚),再区别低、高丰度烃源岩分别损耗的烃量,②生烃潜力法直接求取的是排烃量,排油量和排气量未分开,这里根据不同热演化阶段生油气比例计算排油量和排气量,其中假设生油气比例和排油气比例相同。

#### 4.2 相对贡献评价

根据上述原理,本文分别评价了塔中地区中上奥陶统(O<sub>1</sub>)、上寒武统一奥陶统(Є<sub>3</sub>-O<sub>1</sub>)和中下寒武统(Є<sub>1+2</sub>)三层及整个塔中地区低丰度烃源岩对

排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量等 4 个层次对油气藏的相对贡献(表 3)。总体上,排烃量贡献最大,为 32.6%;可供聚集烃量次之,为 30.7%;可供资源量贡献为 29.6%;有效排烃量贡献最小,数值模拟法和生烃潜力法确定的有效排烃量的贡献分别为 28.1%和 26.8%,平均为 27.4%。四者贡献相差不是太大,都在 30%左右。对各层烃源岩,上寒武统一奥陶统 4 个层次相对贡献量均最大,其次是中下寒武统烃源岩,中上奥陶统相对贡献量最小。此外,对气藏贡献和油藏贡献也有差异,深度越大,对气藏贡献也越大。4 种相对贡献层层递进,其中可供资源量的相对贡献对实际勘探和资源评价更具有现实参考意义。

### 4.3 结果与讨论

笔者已经从地化指标、热模拟实验和勘探实例等方面证明了低丰度碳酸盐岩烃源岩能够发生大量生排烃作用,不能被排除在有效烃源岩之外,可以对油气藏形成贡献(霍志鹏等,2013)。相对高丰度烃源岩,低丰度烃源岩虽然生排烃量较小,但残留烃量也少,进入排烃门限的深度更大,时间更晚,排烃高峰也更晚,因此,低丰度烃源岩有利于晚期成藏。其排出的烃在运移过程中还要经历储层滞留、随水流失及扩散损失等。由于高丰度烃源岩排烃较早,这意味着高丰度烃源岩提前排出的烃可能全部或大部分在运移中损耗掉,在运移损耗烃量中,低丰度烃源岩较晚排出的烃损耗的更少,所占的比例应该更低。排出的烃经过运移损耗聚集成藏后,还要经历后期的构造变动破坏。研究表明,早期排出聚集成藏的烃经历的构造变动破坏次数一般更多,被破坏的烃量也更大;反之,晚期排出聚集成藏的烃经历的变动破坏次数一般更少,被破坏的烃量也更小(庞宏,2011;庞雄奇等,2014b)。低丰度烃源岩排出的烃较晚,其晚期排出聚集成藏的烃被破坏的程度更低,最终在油气资源量中应该占有更大的比例。中国叠合盆地,包括塔里木盆地具有多期构造变动和多期成藏的地质特征,早期形成的油气藏因后期多次构造变动的调整、改造和破坏普遍显现出晚期成因特征(贾承造等,2006; Kang *et al.*, 2010; 庞雄奇等,2014b),而低丰度烃源岩有利于晚期成藏,因此低丰度烃源岩对油气藏的贡献值得深入研究。塔中地区低丰度烃源岩分布广、厚度大,是高丰度烃源岩厚度的 1.54~5.92 倍,对有效排烃量贡献约 27%,可供聚集烃量贡献为 30.7%,最终可供资源量贡献为 29.6%,接近 30%,这表明低丰度烃源岩对油气成藏的贡献是比较大的,实际油气资源量可能比现今评价结果更多一些。因此,在理论研究和资源评价中不可忽略低丰度烃源岩,在碳酸盐岩作为烃源岩的盆地尤其应该引起重视。

## 5 结论

(1)低丰度烃源岩是指  $TOC \leq 0.5\%$  的烃源岩。本文根据物质平衡数值模拟计算法和 TOC 演化法研究,再结合前人研究成果,综合确定了碳酸盐岩有效烃源岩 TOC 下限。TOC 下限是随着  $R_o$  的增大而逐渐降低的。确定的未成熟、成熟、高成熟和过成熟阶段的有效烃源岩 TOC 下限分别是 0.50%、

0.30%、0.20%和 0.15%。塔中地区烃源岩多处于高过成熟阶段,为了方便,在实际评价有效烃源岩时可以把  $TOC = 0.2\%$  作为评价有效烃源岩 TOC 下限值。

(2)塔中地区烃源岩有机质丰度总体偏低,大多数  $TOC \leq 0.5\%$ 。中上奥陶统、上寒武统一下奥陶统和中下寒武统三套烃源岩中均以无效烃源岩层(包括油气层)为主,厚度为 60~501 m,占地层总厚度的 50%以上;其次为低丰度烃源岩,厚度为 24~400 m,占地层总厚度的 37%左右;高丰度烃源岩最小,厚度为 6~149 m。低丰度碳酸盐岩面积更广,厚度更大,是高丰度烃源岩的 1.54~5.92 倍。其中上寒武统一下奥陶统低丰度碳酸盐岩厚度最大,比例最高。

(3)根据排烃量、有效排烃量、可供聚集烃量和可供资源量评价,塔中地区低丰度烃源岩对油气藏的贡献分别为 32.6%、27.4%(数值模拟法和生烃潜力法确定的贡献分别为 28.1%和 26.8%)、30.7%和 29.6%。低丰度烃源岩对油气藏的贡献相对较大,在理论研究和资源评价中不可忽略。

## References

- Bao, D., 2008. Evaluation of Effective Source Rocks of Cambrian-Ordovician in Tarim Basin, China (Dissertation). Chengdu University of Technology, Chengdu, 26—52 (in Chinese with English abstract).
- Chen, J. F., Zhang, S. C., Bao, Z. D., et al., 2006. Main Sedimentary Environments and Influencing Factors for Development of Marine Organic-Rich Source Rocks. *Marine Origin Petroleum Geology*, 11(3):49—54 (in Chinese with English abstract).
- Gao, Z. Q., Fan, T. L., Li, Y., et al., 2006. Development Pattern and Distribution Rule of Source Rock of Cambrian-Ordovician in Tarim Basin. *Geoscience*, 20(1):69—76 (in Chinese with English abstract).
- Hao, S. S., 1984. Richness of Organic Matter and Its Evolutional Characteristics in Carbonate Source Rocks. *Experimental Petroleum Geology*, 6(1):67—71 (in Chinese with English abstract).
- Hao, S. S., Jia, Z. Y., 1989. The Formation and Distribution of Oil and Gas in Carbonate Rocks. Petroleum Industry Press, Beijing, 138—141 (in Chinese).
- Huo, Z. P., Pang, X. Q., Zhang, B. S., et al., 2013. Evidences on Effective Carbonate Source Rock of Low Organic Matter Abundance and Its Lower Limit of TOC. *Geological Review*, 59(6):1165—1176 (in Chinese with English abstract).

- Jia, C. Z., He, D. F., Shi, X., et al., 2006. Late-Forming Characteristics of China's Oil and Gas. *Science in China (Series D)*, 36(5): 412—420 (in Chinese).
- Jiang, F. J., Jiang, Z. X., Pang, X. Q., 2008. Division and Quantitative Evaluation of Petroleum Accumulation System in Dongying Sag. *Earth Science*, 33(5): 651—660 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z. J., Cai, L. G., 2007. Inheritance and Innovation of Marine Petroleum Geological Theory in China. *Acta Geologica Sinica*, 81(8): 1017—1024 (in Chinese with English abstract).
- Kang, D. J., Pang, X. Q., Kuang, J., et al., 2010. Late-Stage Reservoir Formation Effect and Its Dynamic Mechanisms in Complex Superimposed Basins. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 84(5): 1055—1077.
- Li, J. C., Ma Y. S., Zhang, D. J., et al., 1998. Some Important Scientific Problems on Petroleum Exploration in Marine Formations in China. *Petroleum Exploration and Development*, 25(5): 1—2 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. M., Pang, X. Q., Yang, H. J., et al., 2010. Generation, Migration and Accumulation Model for the Marine Oils in the Tarim Basin. *Earth Science*, 35(4): 663—673 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D. G., Zhang, S. C., Zhang, B. M., et al., 2000. Understanding on Marine Oil Generation in China Based on Tarim Basin. *Earth Science Frontiers*, 7(4): 534—547 (in Chinese with English abstract).
- Lu, S. F., Xue, H. T., Zhong, N. N., 2003. Simulating Calculation of the Variations of Organic Matter Abundance and Hydrocarbon-Generating Potential during Geological Processes. *Geological Review*, 49(3): 292—297 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., 2000. Important Science-Technology Problem and Strategy of Oil-Gas Resources and Its Exploration of Marine Carbonate Rocks in China. *Marine Origin Petroleum Geology*, 5(1—2): 15 (in Chinese).
- Ma, Z. Z., Pang, X. Q., Sun, J. K., et al., 2009. Some Problems about Application of Hydrocarbon-Generation Potential Method on Research the Expulsion Characteristics of Source Rocks. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 31(1): 14—18 (in Chinese with English abstract).
- Ni, C. H., Zhou, X. J., Wang, G. S., et al., 2009. Factors Affecting Organic Matter Abundance of Marine Source Rocks. *Marine Origin Petroleum Geology*, 14(2): 20—23 (in Chinese with English abstract).
- Pang, H., 2011. Forming and Adjustment of Oil-Gas Reservoirs of Hydrocarbon Accumulation System in the Tazhong Area, Tarim Basin (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing, 73—93 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., 2010. Key Challenges and Research Methods of Petroleum Exploration in the Deep of Superimposed Basins in Western China. *Oil & Gas Geology*, 31(5): 517—534, 541 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Jiang, Z. X., Li, J. Q., et al., 2000. Geological Thresholds in the Process of Forming Oil and Gas Reservoir and Their Functions of Controlling Petroleum. *Journal of University of Petroleum, China*, 24(4): 53—57 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Li, Q. W., Chen, J. F., et al., 2014a. Recovery Method of Original TOC and Its Application in Source Rocks at High Mature-Over Mature Stage in Deep Petroliferous Basins. *Journal of Palaeogeography*, 16(6): 769—789 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Zhou, X. Y., Xiang, C. F., et al., 2014b. Adjustment of Oil-Gas Reservoirs and Hydrocarbon Loss Destroyed by Tectonic Activity. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Pang, X. Q., Luo, X. R., Jiang, Z. X., et al., 2007. Hydrocarbon Accumulation and Dissipation Mechanisms and Its Quantitative Modeling in China's Superimposed Basins. Petroleum Industry Press, Beijing, 6—38 (in Chinese).
- Qin, J. Z., 2005. Source Rocks of China. Science Press, Beijing, 111—251 (in Chinese).
- Qin, J. Z., Jin, J. C., Liu, B. Q., 2005. Thermal Evolution Pattern of Organic Matter Abundance in Various Marine Source Rocks. *Oil & Gas Geology*, 26(2): 177—184 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, Z. J., Zhang, Y. W., Li, G. Y., et al., 1998. Enlightenment from Petroleum Geology Investigation of Tengiz and Yurubchenskoye Carbonate Oil-Gas Fields on Exploring Giant Oil-Gas Fields in Tarim Basin. *Marine Origin Petroleum Geology*, 3(1): 49—56 (in Chinese with English abstract).
- Song, D. F., Wang, T. G., Li, M. J., 2016. Geochemistry and Possible Origin of the Hydrocarbons from Wells Zhongshen1 and Zhongshen1C, Tazhong Uplift. *Science China Earth Science*, 46(1): 107—117 (in Chinese).
- Sun, L. D., Zou, C. N., Zhu, R. K., et al., 2013. Formation, Distribution and Potential of Deep Hydrocarbon Resources in China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 641—649 (in Chinese with English abstract).
- Wang, F. Y., Bian, L. Z., Zhang, S. C., et al., 2001. Two Types of Parent Materials of Hydrocarbon Generation in Ordovician Marine Source Rocks in Tarim Basin. *Science in China (Series D)*, 31(2): 96—102 (in Chinese).

- Wang, Z. M., Xiao, Z. Y., 2004. A Review of Oil Sources for Marine Oil in the Tarim Basin. *Chinese Science Bulletin*, 49(Suppl. 1): 1–8 (in Chinese).
- Xia, X. Y., 2000. Hydrocarbon Generation of Carbonate Rocks and Gas Source of Changqing Gas-Field. Petroleum Industry Press, Beijing, 78–87 (in Chinese).
- Zhang, L. P., Bian, R. X., Yang, S. Y., et al., 2001. Identifying Hydrocarbon Source Rock with Log Data. *Well Logging Technology*, 25(2): 146–152 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Hanson, A. D., Moldowan, J. M., et al., 2000. Paleozoic Oil-Source Rock Correlations in the Tarim Basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 31(4): 273–286.
- Zhang, S. C., Liang, D. G., Zhang, B. M., et al., 2004. Generation of Marine Oil and Gas. Petroleum Industry Press, Beijing, 19–26 (in Chinese).
- Zhang, S. C., Liang, D. G., Zhang, D. J., 2002. Evaluation Criteria for Paleozoic Effective Hydrocarbon Source Rocks. *Petroleum Exploration and Development*, 29(2): 8–12 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Zhang, B. M., Bian, L. Z., et al., 2005. Development Constraints of Marine Source Rocks in China. *Earth Science Frontiers*, 12(3): 39–48 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Zhang, B. M., Wang, F. Y., et al., 2001. Two Sets of Marine Effective Source Rocks in the Tarim Basin—The Features, Development Environments and Controls for Type I Organic Matter. *Progress in Natural Science*, 11(3): 261–268 (in Chinese).
- Zhou, J., Pang, X. Q., 2002. A Method for Calculating the Quantity of Hydrocarbon Generation and Expulsion. *Petroleum Exploration and Development*, 29(1): 24–27 (in Chinese with English abstract).
- 附中文参考文献**
- 鲍典, 2008. 塔里木盆地寒武系—奥陶系有效烃源岩评价(硕士学位论文). 四川: 成都理工大学, 26–52.
- 陈践发, 张水昌, 鲍志东, 等, 2006. 海相优质烃源岩发育的主要影响因素及沉积环境. *海相油气地质*, 11(3): 49–54.
- 高志前, 樊太亮, 李岩, 等, 2006. 塔里木盆地寒武系—奥陶系烃源岩发育模式及分布规律. *现代地质*, 20(1): 69–76.
- 郝石生, 1984. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论. *石油实验地质*, 6(1): 67–71.
- 郝石生, 贾振远, 1989. 碳酸盐岩油气形成与分布. 北京: 石油工业出版社, 138–141.
- 霍志鹏, 庞雄奇, 张宝收, 等, 2013. 低丰度碳酸盐岩有效烃源岩存在的证据及其 TOC 下限. *地质论评*, 59(6): 1165–1176.
- 贾承造, 何登发, 石昕, 等, 2006. 中国油气晚期成藏特征. *中国科学(D辑)*, 36(5): 412–420.
- 姜福杰, 姜振学, 庞雄奇, 2008. 东营凹陷油气成藏体系的划分及定量评价. *地球科学*, 33(5): 651–659.
- 金之钧, 蔡立国, 2007. 中国海相层系油气地质理论的继承与创新. *地质学报*, 81(8): 1017–1024.
- 李晋超, 马永生, 张大江, 等, 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.
- 李素梅, 庞雄奇, 杨海军, 等, 2010. 塔里木盆地海相油气源与混源成藏模式. *地球科学*, 35(4): 663–673.
- 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等, 2000. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. *地质学前沿*, 7(4): 534–547.
- 卢双舫, 薛海涛, 钟宁宁, 2003. 地史过程中烃源岩有机质丰度和生烃潜力变化的模拟计算. *地质论评*, 49(3): 292–297.
- 马永生, 2000. 中国海相碳酸盐岩油气资源? 勘探重大科技问题及对策(摘要). *海相油气地质*, 5(1–2): 15.
- 马中振, 庞雄奇, 孙俊科, 等, 2009. 生烃潜力法在排烃研究中应注意的几个问题. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 31(1): 14–18.
- 倪春华, 周小进, 王果寿, 等, 2009. 海相烃源岩有机质丰度的影响因素. *海相油气地质*, 14(2): 20–23.
- 庞宏, 2011. 塔里木盆地塔中成藏体系油气藏形成与调整改造(博士学位论文). 北京: 中国石油大学, 73–93.
- 庞雄奇, 2010. 中国西部叠合盆地深部油气勘探面临的重大挑战及其研究方法意义. *石油与天然气地质*, 31(5): 517–534.
- 庞雄奇, 姜振学, 李建青, 等, 2000. 油气成藏过程中的地质门限及其控制油气作用. *石油大学学报(自然科学版)*, 24(4): 53–57.
- 庞雄奇, 李倩文, 陈践发, 等, 2014a. 含油气盆地深部高过成熟烃源岩古 TOC 恢复方法及其应用. *古地理学报*, 16(6): 769–789.
- 庞雄奇, 周新源, 向才富, 等, 2014b. 油气藏调整改造与构造破坏烃量模拟. 北京: 科学出版社.
- 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等, 2007. 中国典型叠合盆地油气聚散机理与定量模拟. 北京: 科学出版社, 6–38.
- 秦建中, 2005. 中国烃源岩. 北京: 科学出版社, 111–251.
- 秦建中, 金聚畅, 刘宝泉, 2005. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律. *石油与天然气地质*, 26(2): 177–184.
- 邱中建, 张一伟, 李国玉, 等, 1998. 田吉兹—尤罗勃钦碳酸盐岩油气田石油地质考察及对塔里木盆地寻找大油气田的启示和建议. *海相油气地质*, 3(1): 49–56.