

# 柴达木盆地扎哈泉地区致密油新类型的发现及其特征

周宾<sup>1</sup> 关平<sup>1,†</sup> 魏恒飞<sup>1</sup> 张永庶<sup>2</sup> 付玲<sup>1</sup> 于川淇<sup>1</sup>

1. 北京大学造山带与地壳演化教育部重点实验室, 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871; 2. 中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司勘探开发研究院, 敦煌 736202; † 通信作者, E-mail: pguanl@pku.edu.cn

**摘要** 运用沉积学、储层地质学和有机地球化学等手段, 对最近在柴达木盆地扎哈泉地区新发现的致密油藏进行研究。扎哈泉地区沉积相以滨浅湖的滩坝砂为主体, 为致密油的形成打下了沉积学基础。本区致密油的产状特征是油层薄, 与烃源岩呈薄互层产出, 为近源自生自储关系, 提供了非常有利于致密油形成的源储共生组合条件。致密油储层致密, 具有微米级孔隙和纳米级孔隙, 储层平均孔隙度为5.8%, 平均渗透率为0.45 mD, 属于典型致密油藏。与致密油储层互层的古近系烃源岩的有机质类型以I型和II<sub>1</sub>型为主;  $T_{\max}$ 在311~461°C之间, 处于低熟至成熟阶段。有机碳含量主要分布在0.29%~4.42%之间, 但多数低于1.0%, 比现阶段致密油烃源岩的标准明显偏低, 属于一种特殊类型。与其他盆地相比, 虽然柴达木盆地扎哈泉地区致密油烃源岩有机质丰度偏低, 但该地区咸化湖泊环境使其具有生烃转化率高的典型特点, 因此, 同样可以生成较多的液态烃类, 预示柴达木盆地致密油勘探具有很大的潜力。

**关键词** 柴达木盆地; 扎哈泉; 致密油; 烃源岩; 烃转化率

**中图分类号** P618

## A New Type of Tight-Oil and Its Feature in Zhahaquan Area of Qaidam Basin

ZHOU Bin<sup>1</sup>, GUAN Ping<sup>1,†</sup>, WEI Hengfei<sup>1</sup>, ZHANG Yongshu<sup>2</sup>, FU Ling<sup>1</sup>, YU Chuanqi<sup>1</sup>

1. The Laboratory of Orogenic Belts and Crustal Evolution, School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871; 2. Exploration and Development Research Institute of Qinghai Oil Field, CNPC, Dunhuang 736202; † Corresponding author, E-mail: pguanl@pku.edu.cn

**Abstract** Sedimentology, reservoir geology and organic geochemistry are applied to the research of tight-oil found in Zhahaquan area of Qaidam Basin. The sedimentary facies in Zhahaquan area are mainly beach-bar sand, which becomes a good sedimentary background for tight-oil forming. The occurrence of tight-oil in this area is thin oil layer and source rocks interbed, so the tight-oil is a self-generating and self-preserving reservoir near source. Which provides a favorable condition of reservoir and source paragenesis for tight-oil forming. The reservoir is very tight which has pore of micron and nanometer, and has an average porosity of 5.8% and an average permeability of 0.45 mD, so it is a typical tight-oil reservoir. Type of organic matter in Eocene source rocks is mainly I and II<sub>1</sub>.  $T_{\max}$  value is 311–461°C, which illustrates that the source rocks are between immaturate and maturation stages. Content of organic carbon falls 0.29%–4.42%, mainly less than 1.0%, which is much less than the source rock indicator for tight-oil. The tight-oil in the area should be a new type. It is believed that the conversion efficiency of the organic matter is higher in the lake environment with high salinization in this area, although the abundance of organic matter in source rock of tight-oil in Zhahaquan area of Qaidam Basin is much less than that in other basins. Therefore, the environment here can also support formation of much liquid

hydrocarbon, and there is a good potential of tight-oil exploration in Qaidam Basin.

**Key words** Qaidam Basin; Zhahaquan; tight-oil; source rock; conversion efficiency of hydrocarbon

随着石油工业的发展, 油气勘探逐步从常规油气向非常规油气拓展。致密油被认为是继页岩气和煤层气之后又一个潜力巨大的勘探开发领域<sup>[1-3]</sup>。全球大约有 40 多个国家或地区拥有致密油资源<sup>[4]</sup>, 资源量约为 6900 亿吨, 是常规石油资源量的 2.5 倍以上, 是未来油气储量的重要接替资源<sup>[5-6]</sup>。

目前, 北美是致密油资源开发最多且最成功的地区。中国致密油勘探起步虽然较晚, 但截至目前已取得不菲的成绩, 近年来在鄂尔多斯盆地三叠系延长组、准噶尔盆地二叠系芦草沟组、渤海湾盆地古近系沙河街组、四川盆地中下侏罗统以及松辽盆地白垩系青山口组均发现较大规模的致密油资源, 证明中国致密油资源分布广泛, 具有非常好的勘探前景。

然而, 目前我国致密油的勘探开发研究处于起步阶段, 地质认识和勘探程度较低, 在致密油的勘探开发基础理论、评价标准、致密油形成的控制因数和勘探方向等方面仍然存在许多问题。贾承造等<sup>[7]</sup>总结致密油的特征如下: 致密油指以吸附或游离状态赋存于生油岩中, 或赋存于与生油岩互层的紧邻的致密砂岩、致密碳酸盐岩等储集岩中, 未经过大规模长距离运移的石油聚集。总体来说, 致密油具有 4 个明显的标志: 1) 广泛分布的成熟度适中的腐泥型优质生油层(有机碳含量大于 1%, I 型或 II 干酪根,  $R_o$  为 0.6%~1.3%); 2) 大面积分布的致密储层(孔隙度小于 10%, 渗透率小于 1 mD, 覆压渗透率小于 0.1 mD, 孔喉直径小于 1  $\mu\text{m}$ ); 3) 大范围连续性分布的致密储层与生油岩紧密接触的共生层系, 无明显圈闭边界, 无油“藏”的概念; 4) 致密储层内原油密度大多小于 0.8251 g/cm<sup>3</sup>, 油质较轻。

目前对我国各盆地典型致密油的研究表明, 储集层普遍致密, 烃源岩有机质丰度较高。如准噶尔盆地二叠系芦草沟组储层的孔隙度为 2.5%~16.2%, 有机碳含量为 5.16%~8.03%, 最高达 31%; 鄂尔多斯盆地三叠系延长组储层的孔隙度为 4%~10%, 有机碳含量一般为 6%~14%, 最高达 40%<sup>[7-8]</sup>。各盆地致密油资源均呈现上述典型特征。

近年来青海油田的勘探实践表明, 柴达木盆地的致密油资源主要发育在柴达木盆地西部的古近系和新近系地层中, 埋深一般为 1300~4600 m, 厚度

为 100~1200 m, 分布面积达  $1.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 致密油总资源量约 2 亿吨。特别值得一提的是, 已经在柴达木盆地扎哈泉地区的上干柴沟组发现较大规模的致密油工业油藏。吴颜雄等<sup>[9]</sup>认为, 扎哈泉地区致密油储层物性差且致密, 为典型的致密油储层。然而, 我们发现, 柴达木盆地致密油烃源岩有机质丰度偏低, 有机碳含量普遍低于 1%, 有的只有 0.4%, 与前述致密油的烃源岩标准相比明显偏低。本文主要阐明扎哈泉地区高原盐湖环境下形成的特殊致密油藏类型的特征, 并分析其成因。

## 1 研究区域地质概况

柴达木盆地位于青藏高原东北部, 其主体在青海省境内, 其大地构造位置位于古亚洲构造域与古特提斯-喜马拉雅构造带的结合地带。盆地东西长 850 km, 南北宽 150~300 km, 面积约  $12.1 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地三面环山, 西邻阿尔金山脉, 南连昆仑山脉, 北接祁连山脉, 呈不规则的菱形<sup>[10-11]</sup>。扎哈泉位于柴达木盆地西南部, 西与跃进油田相邻, 南为昆北油田, 东与乌南绿草滩油田相连, 北为英东油田, 从南向北依次分布昆北断阶带、尕斯断陷带和狮子沟-油砂山断阶带 3 个勘探区带<sup>[12]</sup>(图 1)。致密油主要产于渐新统上干柴沟组, 其储层主要为细砂岩、粉砂岩和泥岩, 通常砂岩与泥岩频繁互层, 主要为薄互层, 砂岩横向变化大<sup>[13]</sup>, 并夹有多套生油层。目前, 主要在扎哈泉、乌南等地区发现致密油藏, 并已投入工业开发。

## 2 致密油储层岩性与物性特征

扎哈泉地区的勘探实践表明, 该区致密油藏连片分布, 无明显圈闭边界, 砂岩储集层横向变化大, 多为薄互层, 为连续性分布油藏, 且源储近距离成藏, 具有比较典型的致密油藏特征。我们在野外剖面研究和室内岩芯观察的基础上, 综合该区测井和地震资料, 对沉积相进行了深入研究, 认为扎哈泉地区的沉积微相主要由滨浅湖的滩坝组成, 滩坝砂体与湖相泥岩呈薄互层关系, 形成良好的源储配置, 为致密油的形成打下很好的沉积学基础(图 2)。我们采集了扎哈泉地区大量的岩芯样品, 进行岩石学、岩石物性等分析。

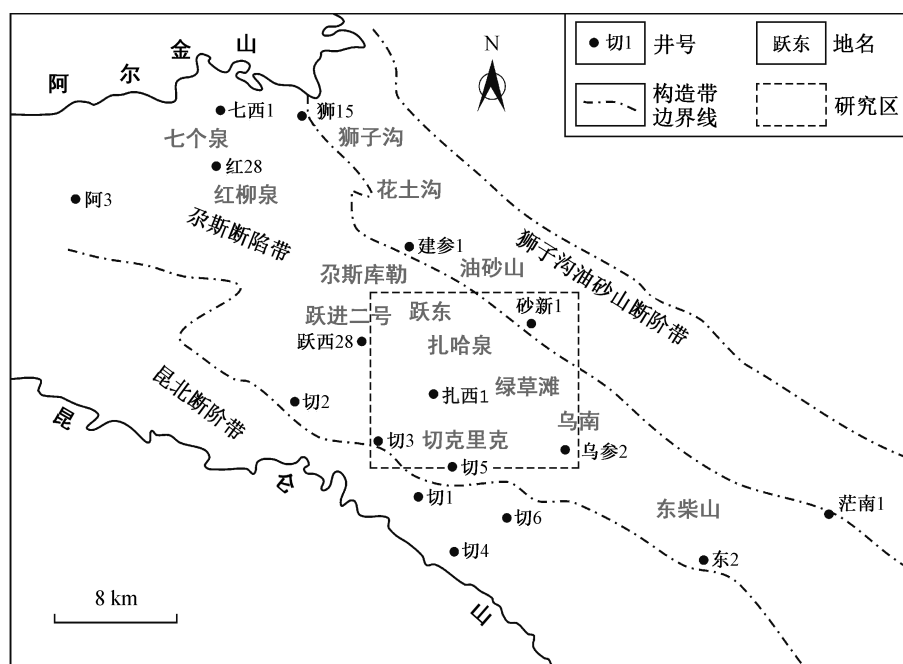


图1 扎哈泉地区位置及主要构造带

Fig. 1 Position and structure belt of Zhahaquan area

## 2.1 岩石学特征

岩芯和薄片观察表明, 扎哈泉地区岩石以碎屑岩为主, 含少量碳酸盐岩。碎屑岩颗粒以长石和石英为主, 含少量暗色矿物, 碳酸盐岩屑含量较高, 具有明显的混积特征。填隙物主要由碳酸盐、黏土矿物和硅酸盐等组成。岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(图3)。岩石粒度以细砂岩和粉砂岩为主。

## 2.2 孔隙结构及物性特征

该区致密油储层的孔隙类型以原生粒间孔为主, 其次为次生溶蚀孔以及少量溶蚀洞和裂缝。原生粒间孔隙约占总储集空间的64.1%, 次生孔隙约占总储集空间的35.2%, 裂缝约占总储集空间的0.7%。原生孔隙主要是压实和胶结等成岩作用发生后残留的孔隙。次生孔隙成因比较复杂, 包括颗粒边缘被溶蚀或胶结物、杂基被溶蚀所形成的粒间溶孔, 原生残留孔隙被溶蚀所产生的扩溶孔, 颗粒内溶蚀的粒内溶孔, 以及颗粒重结晶形成的晶间孔等。此外, 还可以见到较大的溶蚀孔洞和微裂缝等(图4)。

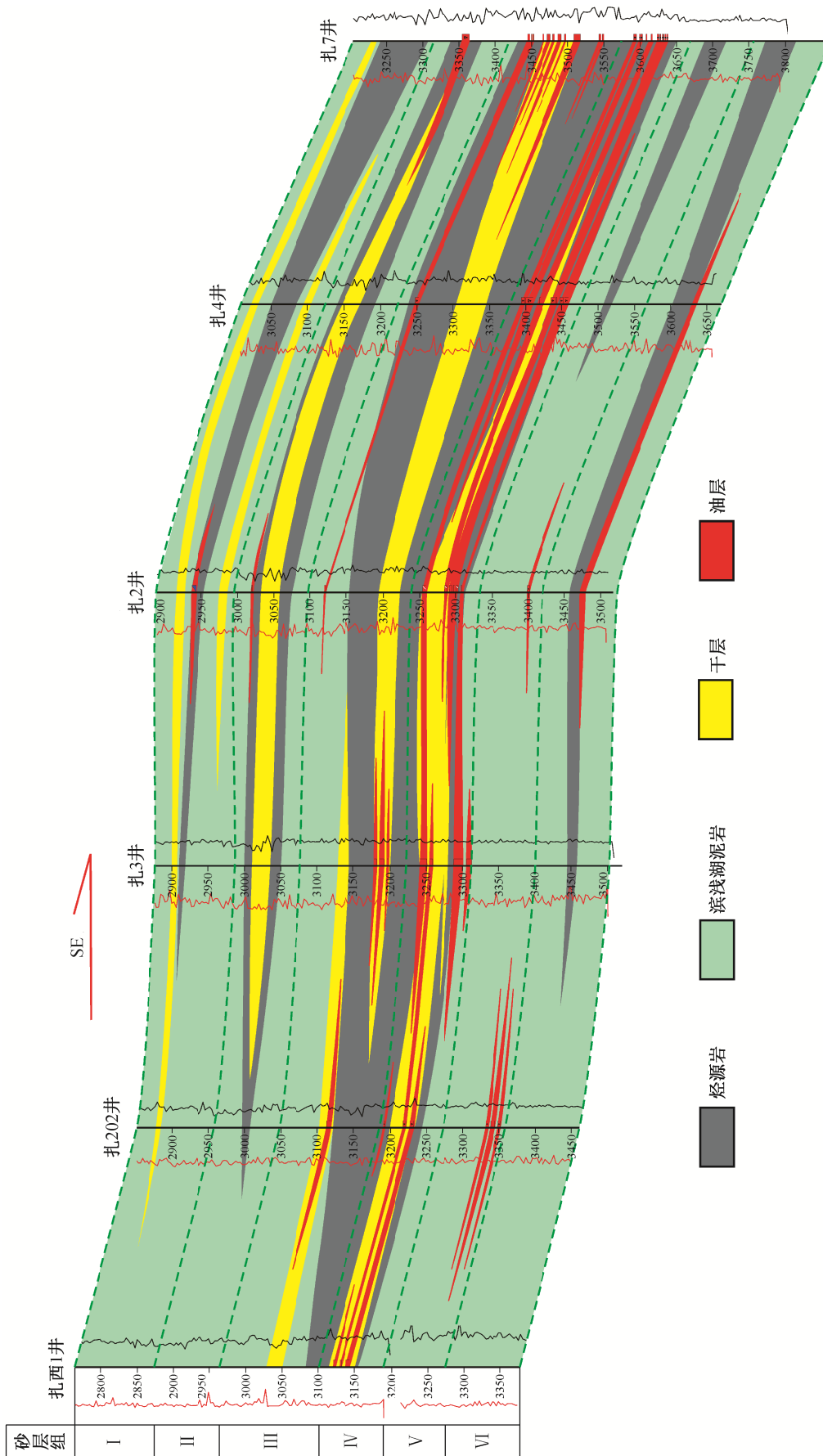
扎哈泉地区致密油储层为典型的致密砂岩储层, 物性差, 属于特低孔、特低渗的致密储层。通过对119块样品的物性分析, 发现储层岩石孔隙度

的分布范围为0.12%~10.75%, 去掉3%以下的样品数据, 其余96块样品的孔隙度平均值为5.8%。105块样品渗透率的分布范围为0.045~180 mD, 去掉0.5 mD以下和3个特高值的样品数据, 其余58块样品的平均渗透率为0.8 mD。图5是全部样品孔隙度和渗透率的分布频率图, 可以看出大多数样品的孔隙度小于9%, 渗透率小于1 mD。上述物性特征满足目前对致密油储层物性的定义和要求。

压汞曲线(图6)显示, 在岩石排驱压力为1~10 MPa时, 多数样品的压汞曲线平台段陡而短, 说明孔隙分选不好或者发育不良。从孔喉半径统计图(图7)可以看出, 储层孔隙以细-微孔喉为主, 呈现纳米吼道的特征, 峰值主要分布在0.1~0.4  $\mu\text{m}$ , 平均0.2  $\mu\text{m}$ 。砂岩的排驱压力整体较高, 孔喉分选比较好, 孔喉半径多小于0.5  $\mu\text{m}$ 。以上物性特征都符合致密油储层的评价标准。由此可见, 扎哈泉地区上干柴沟组砂岩为典型致密油储层。

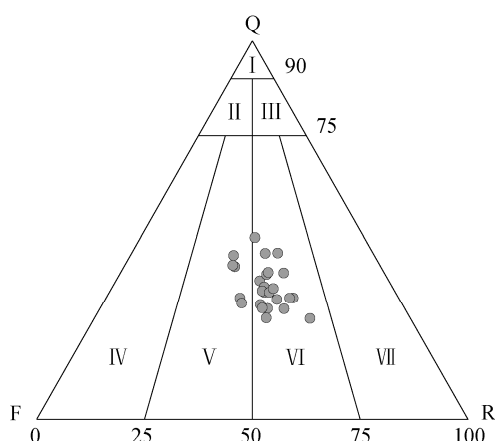
## 3 烃源岩的沉积及地化特征

前人已经对柴达木盆地的烃源岩进行了大量研究<sup>[14-20]</sup>。这些研究虽然没有涉及扎哈泉地区, 但包含其周边地区。扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩主要发育于油砂山-乌南-东柴山一线以北, 是一套以暗



红色曲线是自然伽马(GR), 数值区间为 30~150 API; 黑色曲线是地层真电阻率(RT, 简称电阻率), 数值区间为 0.2~200 Ω·m (对数坐标); 数字表示深度(m)

图 2 扎哈泉地区沉积微相联井剖面  
Fig. 2 Multi-well cross-section drawn of sedimentary microfacies in Zhaahaquan area



I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩;  
V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

图3 扎哈泉地区致密油储层岩性特征

Fig. 3 Petrography character of tight reservoir in Zhahaquan area

色泥岩和灰质泥页岩为主、与薄层砂岩储层互层的烃源岩,常含方解石和石膏晶体。最大累积厚度可达700 m。

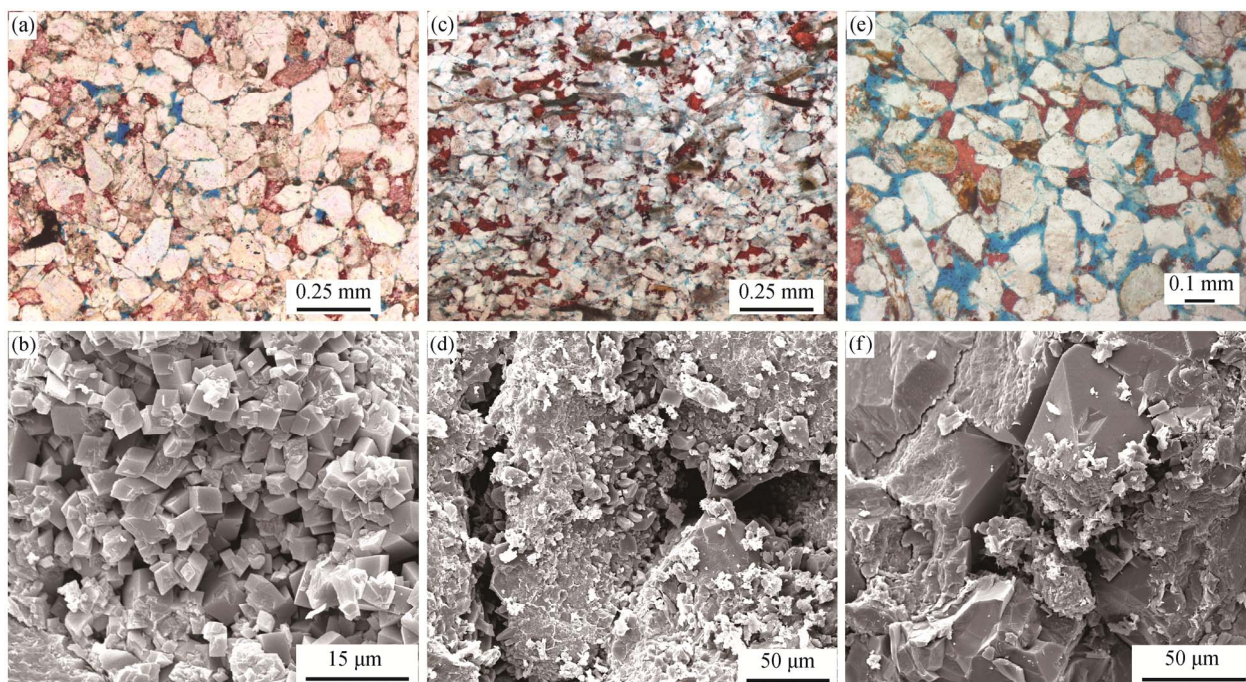
### 3.1 有机质丰度

我们对扎哈泉地区上干柴沟组6个砂组中的泥质烃源岩进行系统取样,开展有机地球化学分析

(表1)。结果表明,扎哈泉地区泥质烃源岩的有机碳含量(TOC)普遍偏低,主要分布在0.4%~1.2%之间,多数样品小于1%。其中,IV砂组烃源岩的有机碳含量相对较高,部分样品大于1%,平均0.9%左右。除IV砂组外,其他砂组烃源岩的有机碳含量普遍低于1%,一般分布在0.4%~0.9%之间,平均0.6%左右,明显小于致密油烃源岩的评价标准值1.0%,超出目前对致密油烃源岩的认识。

研究区各个砂组中烃源岩的氯仿沥青“A”含量也不高,几乎都小于0.15%,主要分布在0.01%~0.1%之间,按照我国石油天然气行业标准(SY/T 5735—1995),属差至中等烃源岩。氯仿沥青“A”含量最高的IV砂组烃源岩的数据主要分布在0.05%~0.1%之间,部分大于0.1%,属中等至较好烃源岩(表1,图8)。由此可见,扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩的残余可溶有机质含量较低。

岩石热解数据(表1,图9)显示,扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩的生烃潜量(S1+S2)主要分布在0.1~6 mg/g之间,按照我国石油天然气行业标准(SY/T 5735—1995)评价,属于差至中等烃源岩。但IV砂组烃源岩部分样品的数据也有大于6 mg/g的,属较好烃源岩。总体来讲,扎哈泉地区上干柴沟组



(a)和(b) 扎201井,3271.30 m; (c)和(d) 扎2井,3298.17 m; (e)和(f) 扎2井,3297.58 m。上为显微镜照片,下为扫描电子显微镜照片

图4 扎哈泉致密油储层储集空间类型

Fig. 4 Feature of different pore and crack types within tight reservoir in Zhahaquan area

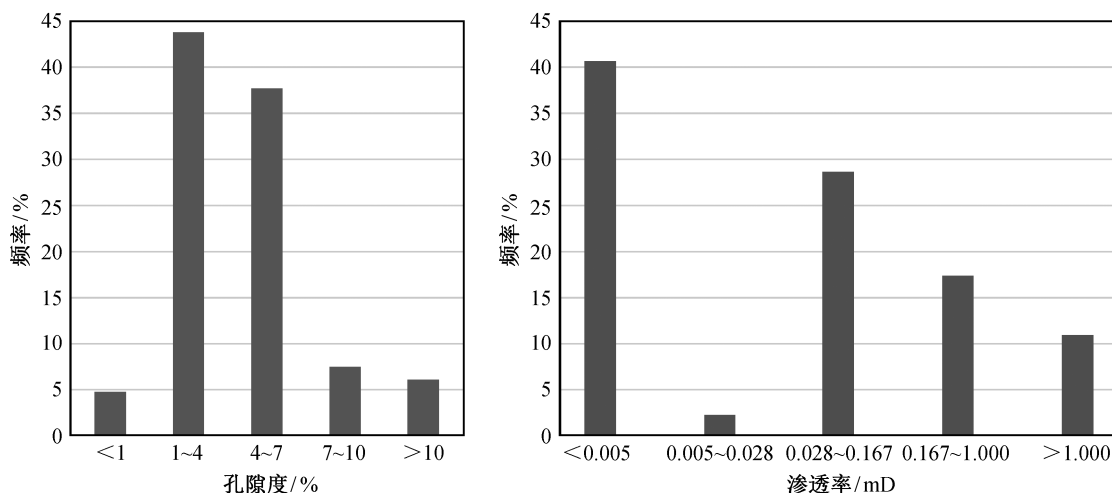


图 5 扎哈泉地区致密油储层孔隙度和渗透率分布频率  
 Fig. 5 Histogram of porosity and permeability of tight reservoir in Zhahaquan area

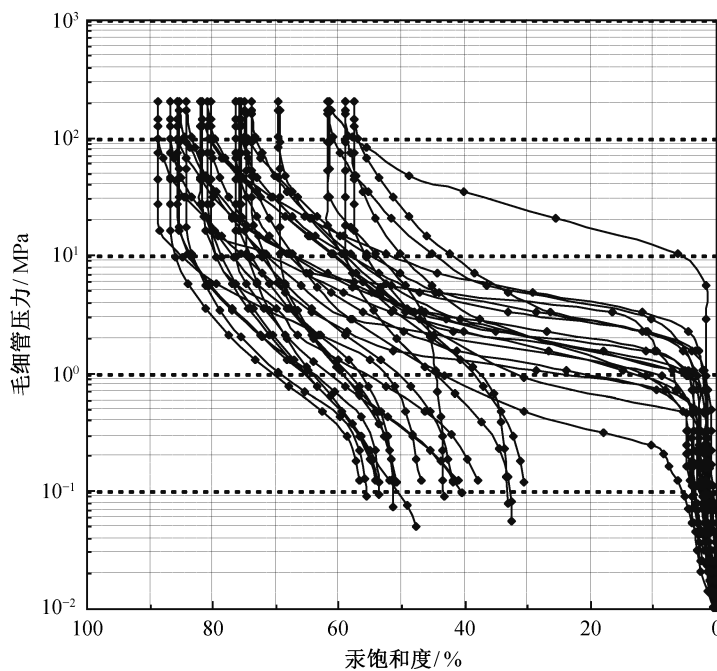


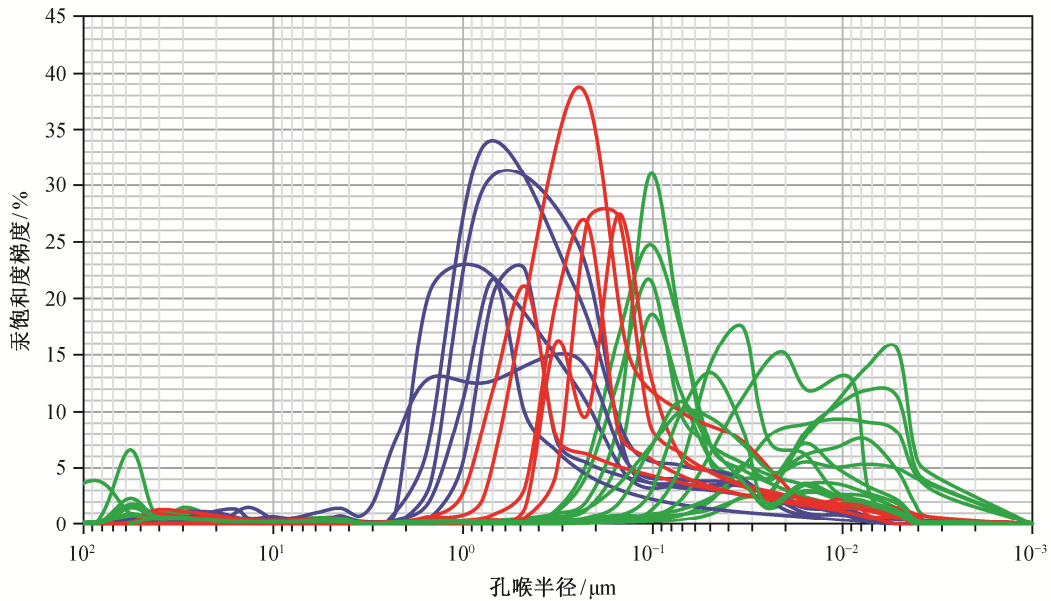
图 6 扎哈泉地区致密油储层压汞曲线  
 Fig. 6 Mercury-injection curve of tight reservoir in Zhahaquan area

烃源岩的生烃潜量较低,与目前对形成致密油的烃源岩特征的认识不符。

### 3.2 有机质类型和成熟度

在没有镜检的情况下,学术界通常利用岩石热解分析或降解潜率( $D$ )来确定烃源岩的有机质类型。降解潜率是有效碳占总有机碳的百分率。因不同有机质类型的烃转化率不同,其降解潜率也不

同,导致降解潜率因有机质类型的不同而不同,因此可以通过它的变化来了解有机质类型。然而,由于岩石在有机质降解过程中经常会吸附一些降解烃,导致降解潜率值偏低。这会影响对有机质类型的正确划分。这种影响一般在有机质含量较低(小于 1%)的烃源岩中表现更明显。因为有机碳含量低的烃源岩产生的降解烃也低,少量的降解烃更容易



蓝色曲线代表孔喉较粗的样品，孔隙分布为单峰型，直径接近致密油储层的上限；红色曲线代表孔喉居中的样品，孔隙分布为单峰型，直径较小；绿色曲线代表孔喉较细的样品，孔隙分布为双峰型，多为纳米孔

图7 扎哈泉地区致密油储层孔喉半径分布

Fig. 7 Mercury-injection curves of tight reservoir in Zhahaquan area

被岩石表面吸附，使得吸附在岩石上的烃类在总产出烃类中的占比有所提高。因此，随有机碳含量减小，岩石吸附降解对降解潜率值的影响增大。

由于扎哈泉地区上干柴沟组湖相烃源岩的有机碳含量普遍小于1%，且大多数小于0.5%，因此上述影响比较明显。 $D$ 值偏低会影响对有机质类型的判断，因此使用数据时需要小心。图10为扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩 $D-T_{max}$ 图解，可以看出该区烃源岩的有机质类型多样。考虑到上述岩石热解吸附的影响，判断该区有机质类型主要为II型和III型，该结果与青海油田内部资料评估的结果相似。

干酪根镜质体反射率是标定有机质成熟度的基本方法，但由于扎哈泉地区有机质丰度较低，许多岩样无法提取干酪根，实验数据较少。我们采用岩石热解方法来确定其有机质成熟度。从表1可以看出，本区干酪根最大裂解温度主要在425~445°C之间，只有少数超过450°C。按照Espitalie等<sup>[21]</sup>的标准，这些样品的有机质(干酪根)的成熟度区间变化较大，主体上处于未熟或低熟阶段，部分达到成熟阶段。图11显示扎哈泉地区烃源岩岩石热解实验中 $S1/(S1+S2)$ 随深度的变化，可以看出，在3200 m以下的深度，烃源岩开始进入成熟阶段。到3400 m深时，有机质生烃能力变得很强，烃转化率，高

$S1/(S1+S2)$ 超过50%。因此，3200 m可以作为本区上干柴沟组烃源岩的生烃门限。

#### 4 主要盆地致密油藏烃源岩特征对比和讨论

近年来的勘探结果显示，中国致密油资源广泛分布，具有良好的勘探前景，在鄂尔多斯盆地延长组、渤海湾盆地沙河街组、准噶尔盆地二叠系芦苇沟组、四川盆地中下侏罗统、松辽盆地白垩系青山口组等地层的致密油勘探已取得巨大进展。通过综合分析文献资料，我们发现国内外主要含油气盆地致密油的烃源岩有以下特征：盆地存在多个生油凹陷；发育多套优质烃源岩；具有较高的有机质丰度，有机碳含量大于1%，有的甚至达到40%~50%；有机质类型好，根据氢指数(HI)的判识，多为I型和II型干酪根；处于生油窗阶段，可以生成大量致密油(表2)。

扎哈泉地区致密油烃源岩的有机质丰度低，有机碳含量普遍低于1%，甚至许多低于0.5%，并且，有机质类型多样复杂，有机质成熟度变化较大，多处于未熟或低熟阶段，部分处于成熟阶段，与目前对国内外其他含油气盆地致密油特征的认识相比，在烃源岩有机质丰度方面有较大差异，呈现出特殊

表 1 扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩有机地球化学数据  
Table 1 Organic geochemistry data of source rock of Shangganhaigou Formation in Zhahaquan area

井号	砂层组	深度/m	岩石类型	TOC/%	“A”/%	S0/(mg · g <sup>-1</sup> )	S1/(mg · g <sup>-1</sup> )	S2/(mg · g <sup>-1</sup> )	T <sub>max</sub> /°C
扎 3	I	2950.00	岩屑	0.41		0.0013	0.0346	0.2309	430
扎 5	I	2980.00	岩屑	0.50		0.0167	0.0415	0.5822	438
扎 8	I	2500.00	岩屑	0.51	0.0334	0.0208	4.8593	22.3662	393
扎 4	I	3150.00	岩屑	0.65		0.0030	0.0134	0.1240	427
扎 4	I	3050.00	岩屑	0.68		0.0028	0.0131	0.3425	438
扎 4	I	3100.00	岩屑	0.76		0.0027	0.0684	0.5349	427
扎 2	II	3000.00	岩屑	0.51		0.0043	0.0200	0.5475	428
扎 3	II	3000.00	岩屑	0.52		0.0017	0.0353	0.1342	401
扎 3	II	3050.00	岩屑	0.52		0.0019	0.0169	0.1179	437
扎 2	II	3050.00	岩屑	0.66		0.0034	0.0114	0.1002	427
扎 7	II	3361.52	岩芯	0.66	0.0257	0.0045	0.0557	0.6195	451
扎 7	II	3361.36	岩芯	0.81	0.0289	0.0079	0.0598	0.7546	454
扎 8	II	2550.00	岩屑	0.98	0.0712	0.0037	0.0223	0.2587	412
扎 8	II	2600.00	岩屑	3.77	0.0589	0.0046	0.0198	0.3715	436
扎 8	III	2679.30	岩芯	0.39	0.0101	0.0037	0.0175	0.0976	425
扎 3	III	3200.00	岩屑	0.43		0.0029	0.0306	0.1120	434
扎 5	III	3230.00	岩屑	0.50		0.0097	0.1042	1.9125	437
扎 3	III	3100.00	岩屑	0.53		0.0018	0.0239	0.2494	430
扎 2	III	3150.00	岩屑	0.55		0.0028	0.0268	0.4310	423
扎 3	III	3150.00	岩屑	0.55		0.0013	0.1222	1.4907	431
扎 2	III	3200.00	岩屑	0.59		0.0029	0.0119	0.1313	434
扎 8	III	2650.00	岩屑	0.62	0.0308	0.0029	0.0151	0.3346	437
扎 8	III	2700.00	岩屑	0.71	0.0282	0.0014	0.0121	0.1096	400
扎 5	III	3330.00	岩屑	0.76		0.0061	0.0627	0.6684	437
扎 2	III	3100.00	岩屑	0.78		0.0032	0.0124	0.1106	430
扎 5	III	3280.00	岩屑	0.86		0.0081	0.0355	0.3113	436
扎 2	III	3250.00	岩屑	1.07		0.0032	0.0331	0.3507	432
扎 8	III	2750.00	岩屑	1.26	0.0293	0.0023	0.0076	0.0813	394
扎探 1	IV	2761.07	岩芯	0.36	0.0200	0	0.0400	0.1300	417
扎探 1	IV	2757.83	岩芯	0.37		0	0.0400	0.1000	414
扎探 1	IV	2753.99	岩芯	0.38		0	0.0600	0.8100	434
扎探 1	IV	2760.64	岩芯	0.39		0	0.0200	0.1000	423
扎探 1	IV	2761.36	岩芯	0.44	0.0400	0	0.0500	0.2960	430
扎探 1	IV	2752.61	岩芯	0.47		0	0.2100	0.9900	433
扎探 1	IV	2751.32	岩芯	0.53		0	0.0600	0.3700	431
扎 8	IV	2850.00	岩屑	0.56	0.0391	0.0056	0.0176	0.1815	410
扎探 1	IV	2748.83	岩芯	0.56		0	0.0600	0.4400	431
扎探 1	IV	2749.07	岩芯	0.57		0	0.0700	0.6700	430
扎探 1	IV	2751.77	岩芯	0.61		0	0.1000	0.6500	431
扎 8	IV	2800.00	岩屑	0.71	0.1071	0.1398	42.1155	91.9105	461

续表

井号	砂层组	深度/m	岩石类型	TOC/%	“A”/%	S0/(mg·g <sup>-1</sup> )	S1/(mg·g <sup>-1</sup> )	S2/(mg·g <sup>-1</sup> )	T <sub>max</sub> /°C
扎探 1	IV	2763.95	岩芯	0.71	0.0500	0	0.1100	1.2300	437
扎 2	IV	3300.00	岩屑	0.77		0.0075	0.7427	0.7459	413
扎探 1	IV	2763.87	岩芯	0.77	0.0400	0	0.2400	2.5100	439
扎探 1	IV	2751.99	岩芯	0.79		0	0.0500	0.3500	427
扎探 1	IV	2761.71	岩芯	0.86	0.1000	0	0.4900	4.1000	427
扎探 1	IV	2764.78	岩芯	0.91	0.0600	0	0.2300	2.4200	437
扎 3	IV	3250.00	岩屑	0.92		0.0030	0.0470	0.2633	434
扎探 1	IV	2763.27	岩芯	0.97	0.1100	0	0.5700	4.0100	440
扎 5	IV	3380.00	岩屑	1.15		0.0055	0.0844	0.9662	436
扎探 1	IV	2763.64	岩芯	1.17	0.1000	0.0100	0.5800	3.9200	443
扎探 1	IV	2762.92	岩芯	1.27	0.2200	0	1.1200	5.7400	432
扎探 1	IV	2762.47	岩芯	1.54	1.1000	0.0200	5.9550	4.9100	430
扎探 1	IV	2753.94	岩芯	1.55		0	0.1500	0.4300	431
扎探 1	IV	2762.72	岩芯	1.77	0.3200	0	1.1300	5.8900	430
扎 3	IV	3300.00	岩屑	1.78		0.0035	0.2569	1.1368	311
扎探 1	IV	2762.72	岩芯	1.99	0.3400	0	1.7900	12.8700	429
扎 5	IV	3430.00	岩屑	2.19		0.0057	0.0323	0.5373	431
扎 5	V	3406.60	岩芯	0.29	0.0046	0.0044	0.0314	0.1874	429
扎 5	V	3422.90	岩芯	0.34	0.0183	0.0026	0.0119	0.0417	430
扎 202	V	3358.24	岩芯	0.34	0.0206	0.0024	0.0091	0.0301	441
扎 5	V	3412.15	岩芯	0.35	0.0057	0.0028	0.0101	0.0458	434
扎 202	V	3347.94	岩芯	0.36	0.0174	0.003	0.0106	0.0637	418
扎 202	V	3346.84	岩芯	0.37	0.0176	0.0013	0.0124	0.0518	424
扎 202	V	3356.94	岩芯	0.38	0.0239	0.0025	0.0064	0.0276	439
扎 5	V	3423.20	岩芯	0.40	0.0166	0.0029	0.0110	0.0408	430
扎 5	V	3413.85	岩芯	0.43	0.0062	0.0028	0.0142	0.0434	425
扎 202	V	3351.74	岩芯	0.43	0.0236	0.0023	0.0066	0.0287	440
扎 5	V	3406.90	岩芯	0.47	0.0214	0.0040	0.0192	0.0966	422
扎 8	V	2900.00	岩屑	0.52	0.0269	0.0031	0.0136	0.2890	427
扎 2	V	3400.00	岩屑	0.82		0.0029	1.5562	1.3750	417
扎 3	V	3350.00	岩屑	0.86		0.0024	1.1997	3.4028	423
扎 2	V	3350.00	岩屑	0.91		0.0029	0.6796	0.8029	429
扎 3	V	3400.00	岩屑	1.09		0.0072	1.6912	1.9917	422
扎 2	VI	3500.00	岩屑	0.38		0.0043	0.8431	0.8798	427
扎 8	VI	3050.00	岩屑	0.52	0.0065	0.0026	0.0241	0.5456	432
扎 8	VI	3100.00	岩屑	0.66	0.0478	0.0028	0.0162	0.2112	424
扎 8	VI	3000.00	岩屑	0.68	0.0487	0.0015	0.0477	1.7962	434
扎 3	VI	3450.00	岩屑	0.72		0.0013	5.9317	5.3037	420
扎 2	VI	3475.00	岩屑	0.79		0.0041	0.9015	0.8679	424
扎 3	VI	3500.00	岩屑	1.35		0.0522	2.2288	2.6771	424
扎 8	VI	2950.00	岩屑	4.42	0.0501	0.0013	0.0209	0.3148	420

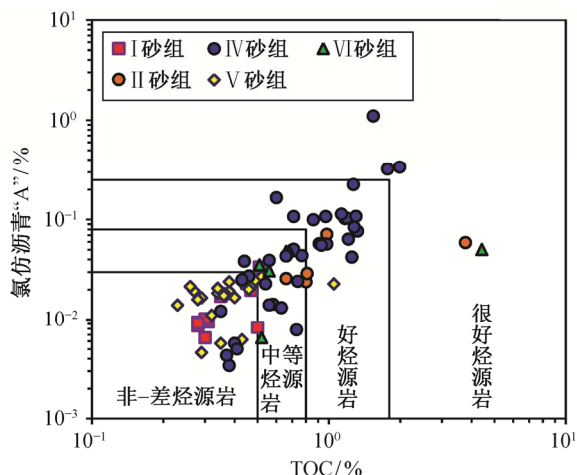


图 8 扎哈泉地区上干柴沟组有机碳含量与氯仿沥青的关系  
Fig. 8 Comparison TOC content with asphalt of source rock of Shanggancaigou Formation, Zhahaquan area

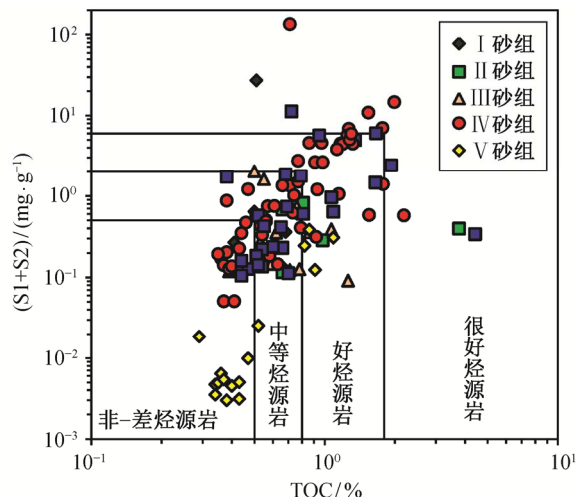


图 9 扎哈泉地区上干柴沟组有机碳含量与 S1+S2 的关系  
Fig. 9 Comparison TOC content with S1+S2 of source rock of Shanggancaigou Formation, Zhahaquan area

性。由于致密油的储层孔喉和孔隙半径很小，只有当烃源岩高度富有机质并能产生大量的烃类时，才能克服毛细管压力进入储层，形成致密油藏。因此，富含有机质的烃源岩是形成致密油藏的前提和保障。然而，扎哈泉地区形成致密油藏的烃源岩却贫有机质，这使我们看到一种新的致密油烃源岩类型。是什么原因导致扎哈泉地区上干柴沟组的烃源岩在普遍低于致密油烃源岩标准的条件下，依然能够形成致密油藏？这个问题很值得探讨和研究。

前人对柴达木盆地西部(简称“柴西”)地区烃源岩的特殊性做了研究<sup>[29-32]</sup>，认为柴西地区古近纪至

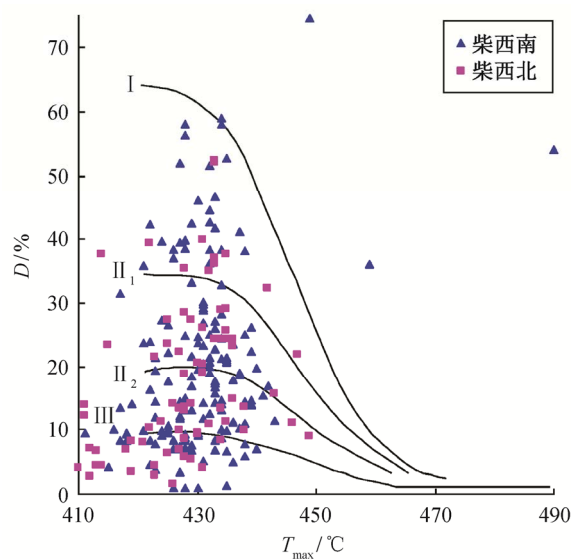


图 10 D-T<sub>max</sub> 图解划分扎哈泉地区上干柴沟组烃源岩的有机质类型

Fig. 10 D-T<sub>max</sub> illustration showing organic matter type of source rock of Shanggancaigou Formation, Zhahaquan area

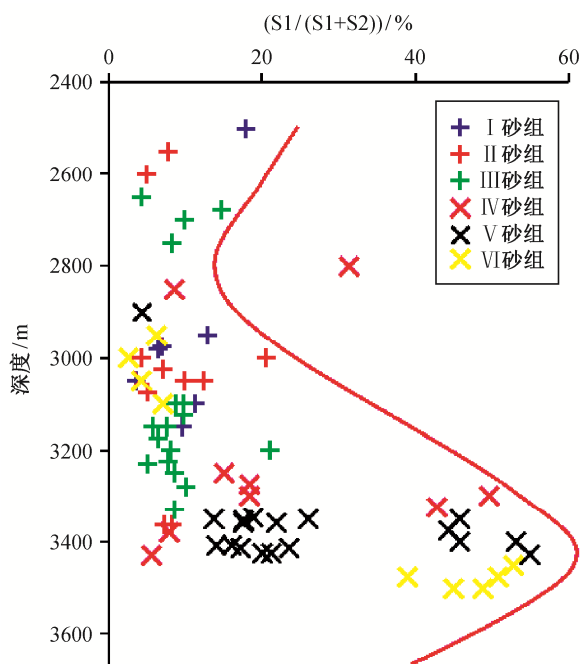


图 11 扎哈泉地区烃源岩 S1/(S1+S2) 随深度变化  
Fig. 11 S1/(S1+S2) of source rock of Shanggancaigou Formation in Zhahaquan area with depth

新近纪总体上属于咸水至半咸水环境，水质变化随时间具有区域迁移性特征。同时，柴西地区主要发育一套第三系咸化陆相湖盆烃源岩，总体特征为：

表 2 扎哈泉地区致密油烃源岩与其他盆地致密油特征对比  
Table 2 Comparison character of tight reservoir in Zhahaquan area with those in other basins

致密油 烃源岩	油层埋深/m	生储盖组合	烃源岩 厚度/m	有机质丰度/%	HI/(mg·g <sup>-1</sup> TOC)	Ro/%
威利斯顿盆地 巴肯组 <sup>[2,6]</sup>	2500~3300	储层夹于生油层之间, 源内聚集, 源储一体, 近源成藏	2~18	黑色页岩, 有机碳含量平均 11, 最大 33	最高可达 900 以上, 低熟样品普遍超过 500	0.5~0.9
鄂尔多斯盆地 延长组 <sup>[22-24]</sup>	1500~2500	生油层为长 7 优质烃源岩, 其上的长 6 和其下的长 8 为致密砂岩储集层	10~50, 最大 80	一般 6~14, 最高 30~40	I~II <sub>1</sub> 型, 一般在 200~500 之间	0.9~1.05
准噶尔盆地 二叠系 <sup>[25]</sup>	2000~4000	二叠系风城组、芦草沟组和平地泉组均为优质生油层, 烃源岩与细粒云质岩互层分布	28~120, 最大 350	一般 1.2~11, 最高 31~70	I~II <sub>1</sub> 型	0.6~1.5, 主体达成熟阶段
四川盆地 侏罗系 <sup>[26]</sup>	1500~3500	凉上段和大安寨段储层夹于生油层之间, 沙一段紧邻生油层, 源内或近源聚集	30~220	黑色页岩为主, 有机碳含量平均 1~2.4, 最大 3.87	因成熟度较高, HI 普遍小于 300, 最大 450	0.9~1.5, 普遍高于 1.0
松辽盆地 白垩系 <sup>[27-28]</sup>	1800~2500	青一段和泉四段为主力烃源岩, 黑色泥岩与薄层粉砂互层	60~80	有机碳含量主体为 0.9~3.8, 平均 2.13	干酪根以 I 型为主	0.7~1.3
柴达木盆地 上干柴沟组 <sup>[18]</sup>	1300~4600	扎哈泉地区上干柴沟组地层, 发育碎屑岩、碳酸盐岩和混积岩三类储层	100~1200	有机质丰度偏低, 普遍低于 1, 有的只有 0.4	总体上以 II 型为主	0.6~1.2
对比结果	基本上一致	生储盖组合多	厚度大	丰度偏低	偏低	相当

有机质丰度不高, 有机碳含量主要在 0.3%~1.1% 之间, 有机质生烃母质类型复杂, Ro 在 0.4%~1.2% 之间。扎哈泉地区的与整个柴西的情况十分相似。金强等<sup>[33]</sup>认为咸湖环境有机质丰度普遍较低, 如江汉盆地第三系咸化湖盆烃源岩有机质丰度就偏低, 有机碳含量平均值仅为 0.63%, 也远远低于淡水湖盆有机质丰度。一般认为咸湖环境限制了生物繁殖, 导致生物生产力降低, 造成咸化湖盆有机质含量普遍较低的现象。

有机质生烃转化率可以反映烃源岩生烃潜力。生烃转化率为氯仿沥青“A”与有机碳含量的比值, 该指标能够很好地反映有机质的生烃转换效率, 黄第藩等<sup>[34]</sup>认为生烃转化率大于 3% 即为较好烃源岩。通过统计, 扎哈泉地区有机碳含量平均值为 0.89%, 氯仿沥青“A”平均值为 0.085%, 得到平均生烃转化率为 9.55%。准噶尔芦草沟组和鄂尔多斯长 7 段有机碳含量的平均值分别为 8.03% 和 13.75%, 氯仿沥青“A”的平均值分别为 0.44% 和 0.896%<sup>[7]</sup>, 据此计算得到这两个地区的生烃转化率为 5.48% 和 6.51%。由此可见, 扎哈泉地区生烃转换率与其他地区相比明显偏高(表 3)。该地区虽然有机质丰度较低, 但呈现出生烃转化率较高的特征。一些研究者也发现咸化湖盆有机质生烃转化率较高的现象<sup>[12,31,33]</sup>。由此可见, 生烃转化率高是扎哈泉地区能够形成致密油的重要原因。

关于咸化湖盆生烃转化率高的原因, 何金先等<sup>[35]</sup>认为柴西地区上干柴沟组烃源岩沉积水体为咸水湖相, 有机质丰度不高, 其类型主要为腐泥腐殖型, 多处于未成熟和低成熟阶段, 有机质转化率高, 其生烃来源可能是藻类生物类脂物和细菌早期成烃产生的未熟、低熟油。江继刚<sup>[36]</sup>对咸湖相烃源岩进行研究, 认为盐湖沉积形成未熟、低熟石油可能有 3 个原因: 一是细菌与藻类类脂物早期生烃, 二是高硫有机质和高硫干酪根早期降解生烃, 三是富烃显微组分早期生烃。事实上, 柴达木第三系烃源岩有机质硫含量较低<sup>[17]</sup>, 至今未发现特殊富烃显微组分<sup>[29]</sup>, 因此, 硫的影响可能并不明显。另一方面, 周凤英等<sup>[37]</sup>认为柴达木盆地第三系盐湖相富含古细菌, 细菌不仅可以在早期降解和改造有机质, 同时也是良好的生油母质。张义纲等<sup>[38]</sup>指出, 微生物可以利用藻类在 25~80°C 下产生石

表 3 致密油烃源岩 TOC 与氯仿沥青“A”/TOC 对比  
Table 3 Comparison TOC with asphalt/TOC of tight oil hydrocarbon source rocks

盆地	层位	TOC/%	氯仿沥青 “A”/%	“A”/TOC
准噶尔盆地	芦草沟组	8.03	0.440	0.0548
鄂尔多斯盆地	长 7 组	13.75	0.896	0.0652
柴达木盆地	上干柴沟组	0.89	0.085	0.0955

油。本文的实验数据也反映出扎哈泉地区烃源岩的有机质成熟度多为未熟或低熟,有机质生烃转化率较高。因此,扎哈泉地区致密油可能来源于这些藻类和细菌的早期生烃。

陈建平<sup>[39]</sup>认为生烃转化率可以判定有机质是否进入生油门限。吉利明等<sup>[40]</sup>认为氯仿沥青“A”/有机碳含量值达到 5%时,烃源岩就进入成熟生油门限。然而,在未熟或低熟条件下,有机质的高转化率也可以提高氯仿沥青“A”/有机碳含量值,因此用这个标准判断有机质的成熟度并不十分可靠。黄第藩等<sup>[41-42]</sup>和刘文汇等<sup>[43]</sup>认为“两期生烃模式”是柴达木咸化湖盆烃源岩生油的基本模式,该模式不仅可以解释咸化湖盆有机质转换率高的原因,而且为在咸化湖盆下发育的条件下低有机质丰度也可以形成大量油气的现象提供了有力的理论依据。该模式提出,在产未熟油阶段,干酪根不产生烃类,石油主要来源于可溶性脂类化合物降价生烃,当  $R_o$  大于 0.7%,进入生油阶段时,干酪根才热解生油,认为是可溶有机质和不可溶有机质共同参与了生烃<sup>[43-44]</sup>。这解释了扎哈泉地区的烃源岩虽然有机质丰度低,但生烃转化率高,从而形成可观致密油的原因。

## 5 结论

柴达木盆地扎哈泉地区的储层砂岩致密,物性较差,为低孔低渗储层,储层岩石孔隙度分布在 3.0%~10.75%之间,平均 5.8%;渗透率主要分布在 0.045~1 mD 之间,平均 0.8 mD;孔喉半径基本上小于 0.5  $\mu\text{m}$ ,以细-微孔喉为主,为典型致密油储层。然而,扎哈泉地区有机质的成熟度多处于未成熟或低成熟阶段,只有部分进入成熟阶段;有机质丰度也普遍较低,有机碳含量主要分布在 0.4%~1.2%之间,平均值多低于 1%,这比目前流行的致密油烃源岩评价标准明显偏低,与国内外其他盆地相比具有较大差异。经分析认为,该区虽然有机质丰度低,但生烃转化率较高,从而为形成致密油提供了必要的烃源条件。其原因可能与扎哈泉地区的烃源岩发育于咸化湖盆环境有关,即咸化湖盆虽然限制了生物繁殖,导致有机质丰度较低,但促进了“低熟-未熟油”的产生,提高了有机质的生烃转化率。由此可见,柴达木盆地致密油具有很大的勘探潜力。

## 参考文献

- [1] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136
- [2] 胡文瑞,鲍敬伟,胡滨. 全球油气勘探进展与趋势. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 409-413
- [3] 庞正炼,邹才能,陶士振,等. 中国致密油形成分布与资源潜力评价. 中国工程科学, 2012, 14(7): 60-67
- [4] 孙赞东,贾承造,李相方,等. 非常规油气勘探与开发(上册). 北京:石油工业出版社, 2011
- [5] 魏海峰,凡哲元,袁向春. 致密油藏开发技术研究进展. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 62-66
- [6] 邹才能,陶士振,侯连华,等. 非常规油气地质. 北京:地质出版社, 2011
- [7] 贾承造,邹才能,李建忠,等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350
- [8] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 2012, 2(33): 174-187
- [9] 吴颜雄,张越清,张勤学,等. 扎哈泉地区致密油储层特征及其控制因素分析. 青海石油, 2014, 32(3): 1-7
- [10] 袁剑英,陈启林,陈迎宾,等. 柴达木盆地油气地质特征与有利勘探领域. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 640-644
- [11] 付锁堂. 柴达木盆地西部油气成藏主控因素与有利勘探方向. 沉积学报, 2010, 28(2): 373-379
- [12] 付锁堂,张道伟,薛建勤,等. 柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析. 沉积学报, 2013, 31(4): 672-682
- [13] 马达德,寿建峰,胡勇,等. 柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主控因素分析. 沉积学报, 2005, 23(4): 589-595
- [14] 杨帆. 柴西第三系咸水湖相烃源岩特征分析[D]. 北京:中国地质大学(北京), 2010
- [15] 江小青,吕宗伦,孙伯年,等. 柴达木盆地西部小梁山凹陷烃源岩评价. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 405-410
- [16] 朱扬明,苏爱国,梁狄刚,等. 柴达木盆地西部第三系咸水湖相原油地球化学特征. 地质科学, 2004, 39(4): 475-485
- [17] 朱杨明,苏爱国,梁狄刚,等. 柴达木盆地原油地球化学特征及其源岩时代判识. 地质学报, 2003, 77(2): 272-279

- [18] 文延春, 陈世加, 路俊刚, 等. 扎哈泉凹陷烃源岩特征及演化史研究. 石油地质与工程, 2012, 26(4): 5-8
- [19] 左胜杰, 庞雄奇, 李建青, 等. 柴达木盆地第三系泥质烃源岩初次运移烃量研究与远景评价. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 55-58
- [20] 张小军, 曹正林, 孙秀建, 等. 柴达木盆地西南部凹陷特征及生烃潜力分析. 天然气地球科学, 2012, 23(5): 862-867
- [21] Espitalie J, Deroo G, Marquis F. Rock-eval pyrolysis and its applications. *Revue Del Institut Francais du Petrole*, 1985, 40(5): 563-579
- [22] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-157
- [23] 杨华, 李士祥, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11
- [24] 周妍, 孙卫, 白诗筠, 等. 鄂尔多斯盆地致密油地质特征及其分布规律. 石油地质与工程, 2013, 27(3): 27-29
- [25] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657-667
- [26] 张斌, 胡建, 杨家静, 等. 烃源岩对致密油分布的控制作用: 以四川盆地大安寨为例. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 45-54
- [27] 黄薇, 梁江平, 赵波, 等. 松辽盆地北部白垩系泉头组扶余油层致密油成藏主控因素. 古地理学报, 2013, 15(5): 636-644
- [28] 施立志, 王卓卓, 张革, 等. 松辽盆地齐家地区致密油形成条件与分布规律. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 44-50
- [29] 金强, 查明, 赵磊. 柴达木盆地西部第三系盐湖相有效生油岩的识别. 沉积学报, 2001, 19(1): 125-129
- [30] 王力, 金强, 林腊梅, 等. 柴达木盆地西部古近系-新近系优质烃源岩特征. 天然气工业, 2009, 29(2): 23-26
- [31] 李洪波, 张敏, 张春华, 等. 柴达木盆地西部南区第三系烃源岩地球化学特征. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 519-523
- [32] 李洪波, 张敏, 张春明, 等. 柴达木盆地西部南区第三系烃源岩评价. 石油天然气学报, 2006, 28(6): 41-43
- [33] 金强, 朱光有, 王娟. 咸化湖盆优质烃源岩的形成与分布. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 19-23
- [34] 黄第藩, 李晋超, 邬立言, 等. 陆相有机质演化的热解色谱研究. 石油勘探与开发, 1983, (6): 1-10
- [35] 何金先, 段毅, 张晓丽, 等. 柴西地区上干柴沟组上段咸水湖相烃源岩生烃条件研究. 矿产与地质, 2011, 25(3): 241-247
- [36] 江继刚. 盐湖油气的形成、演化和运移聚集. 广州: 广东科技出版社, 2004
- [37] 周凤英, 彭德华, 边立增, 等. 柴达木盆地未熟-低熟石油的生烃母质研究进展. 地质学报, 2002, 76(1): 107-113
- [38] 张义纲, 陈焕疆. 论生物气的生成和聚集. 石油与天然气地质, 1983, 4(2): 160-170
- [39] 陈建平, 黄第藩, 朱杨明, 等. 酒东盆地油气生成和运移. 北京: 石油工业出版社, 1996
- [40] 吉利明, 李林涛, 吴涛, 等. 陇东西峰地区延长组烃源岩热演化程度研究. 西南石油大学学报, 2007, 29(3): 28-31
- [41] 黄第藩, 李晋超. 陆相沉积中的未熟石油及其意义. 石油学报, 1987, 8(1): 1-9
- [42] 黄第藩. 成烃理论的发展(I): 未熟油及有机质成烃演化模式. 地球科学进展, 1996, 11(4): 327-335
- [43] 刘文汇, 黄第藩, 熊传武, 等. 成烃理论的发展及国外未熟-低熟油气的分布与研究现状. 天然气地球科学, 1999, 10(1): 1-22
- [44] 彭德华. 柴达木盆地西部第三系咸化湖泊烃源岩地质地球化学特征与生烃机理[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2004