

# 加拿大麦凯河油砂含油性差异的形成机理

任俊豪<sup>1</sup>, 李美俊<sup>1\*</sup>, 阳孝法<sup>2</sup>, 杨程宇<sup>1</sup>, 马国庆<sup>1</sup>, 黄继新<sup>2</sup>, 钟宁宁<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

<sup>2</sup> 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

\* 通信作者, meijunli@cup.edu.cn

收稿日期: 2023–10–23

**摘要** 油砂作为一种重要的非常规油气资源逐渐受到全世界的重视, 但油砂储层通常存在非均质性强, 含油性差异大等缺点, 导致开发效率受限。本文基于岩心、铸体薄片和扫描电镜观测、测井数据、储集岩热解和可溶有机质色谱质谱分析结果, 研究了加拿大阿萨斯卡地区麦凯河区块白垩系上麦克默里组油砂含油性差异的形成机理。麦凯河油砂成岩作用弱, 基本不存在胶结物, 岩石特征主要由粒径、分选和杂基含量 3 个参数决定, 岩石类型可划分为杂砂岩、粉砂岩、细砂岩和极细砂岩。根据测井和岩心含水饱和度数据可以将麦凯河油砂储层评估为气、水、油和差油层 4 类, 油水层由岩性和生物降解程度决定。生物标志物特征显示沥青属于同一族群且没有成熟度的差异, 形成油砂含油性差异的原因可能是岩性差异导致降解程度和早期充注量不同。细砂岩连通性较好, 受到水洗、氧化等降解作用严重, 通常形成水层; 粉砂岩致密程度较高, 早期原油难以完全充注, 通常形成差油层; 杂砂岩物性介于二者之间, 在不影响原油充注的前提下, 受到降解程度也相对较低, 通常形成油层。

**关键词** 麦克默里组; 油砂; 含油性; 岩石学特征; 地球化学特征

## Mechanism of oil content difference in Mackay River oil sands, Canada

REN Junhao<sup>1</sup>, LI Meijun<sup>1</sup>, YANG Xiaofa<sup>2</sup>, YANG Chengyu<sup>1</sup>, MA Guoqing<sup>1</sup>, HUANG Jixin<sup>2</sup>, ZHONG Ningning<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

<sup>2</sup> Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

**Abstract** As an important unconventional oil and gas resource, oil sands have been paid more and more attention all over the world. However, oil sands usually have some disadvantages such as strong heterogeneity and large differences in oil content, which leads to limited development efficiency. Based on the results of core, casting thin section and SEM observations, logging data, reservoir rock pyrolysis and soluble organic matter gas chromatography–mass spectrometry analysis, the mechanism of the oil content difference in the Cretaceous Upper McMurray Formation oil sands in the Mackay River area, Athabasca, Canada was studied. The diagenesis of the Mackay River oil sands is weak and there is no cement. The rock characteristics are mainly determined by three parameters: grain size, sorting and matrix content. The rock types are divided into extremely fine sandstone, fine sandstone, greywacke and siltstone. According to logging and core water saturation data, the oil sands reservoir can be evaluated as the gas,

引用格式: 任俊豪, 李美俊, 阳孝法, 杨程宇, 马国庆, 黄继新, 钟宁宁. 加拿大麦凯河油砂含油性差异的形成机理. 石油科学通报, 2024, 01: 73–88

REN Junhao, LI Meijun, YANG Xiaofa, YANG Chengyu, MA Guoqing, HUANG Jixin, ZHONG Ningning. Mechanism of oil content difference in Mackay River oil sands, Canada. Petroleum Science Bulletin, 2024, 01: 73–88. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.01.006

water, oil and poor oil interval, which are mainly composed of extremely fine sandstone, fine sandstone, greywacke and siltstone, respectively. The biomarker characteristics show that bitumen derives from the same source kitchen and there is no difference in maturity. Therefore, the main reason for the difference in oil content may be the difference in degradation degree and the amount of oil charged due to the diversity in reservoir petrological. Fine sandstone has good connectivity and is easy to be affected by degradation such as washing and oxidation, and usually forms the water interval. The siltstone is dense, and the early oil charging has difficulty reaching completion and this usually forms the poor interval. The properties of greywacke lie somewhere in between, the degree of degradation is relatively low and without affecting the early charging of oil, so it usually forms the oil interval.

**Keywords** McMurray Formation; oil sands; oil content; petrological characteristics; geochemical characteristics

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.01.006

## 0 引言

油砂又被称为“沥青砂”或者“焦油砂”，是指由沥青(4%~18%)、无机矿物(55%~80%)和水(2%~15%)构成的混合物，其中沥青是指粘稠或半固体的烃类和非烃类有机物，也是油砂储层中最主要的碳氢能源<sup>[1-3]</sup>。国际上对沥青的物理性质有统一的判别标准：15.6℃条件下，API小于10且粘度大于10 000 mPa·s<sup>[1-3]</sup>。沥青在储层条件下不具备流动性，且分布具有极强的非均质性<sup>[4-5]</sup>，所以油砂中沥青的含量与控制因素一直是研究的热点问题。

加拿大作为全球油砂资源最丰富的国家，其地质资源量为 $2592 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占全球总量的84%<sup>[6]</sup>。其中油砂资源几乎全都分布在阿尔伯达(Alberta)省的阿萨巴斯卡(Athabasca)、皮斯河(Peace River)和冷湖(Cold Lake)3个区域(图1)，总资源量可达 $3825 \times 10^8 \text{ t}$ <sup>[7-8]</sup>。由于油

砂中的沥青普遍具有高粘度和低流动性的特征，所以大部分采用原位开采(蒸汽辅助泄油技术SAGD)，其原理是在注汽井中注入蒸汽，蒸汽与储层中的沥青发生热交换，加热后的沥青和蒸汽冷凝水靠重力作用泄到下面的水平生产井中产出<sup>[9-10]</sup>。然而，油砂储层的非均质性和沥青差异分布等问题，导致目前的沥青采收率不足20%<sup>[5, 11]</sup>。精确预测油砂储层中的沥青含量，为注汽井和生产井提供可靠的信息是提高采收率的关键。

油砂中的沥青含量，即油砂的含油性，是判断油砂储层开采价值的重要指标。已有诸多学者对油砂的含油性特征及其控制因素进行了相关报道。Carrigy<sup>[12]</sup>通过筛分法和共沸蒸馏法对142件油砂样品进行分析，统计结果显示沉积物的结构是影响油砂含油性的重要因素，含油性与粘土矿物的含量呈负相关。Takamura<sup>[13]</sup>通过计算水膜在砂粒表面的分离压力，确定了粘土矿物是导致油砂孔隙中水团簇形成的主要原因，水

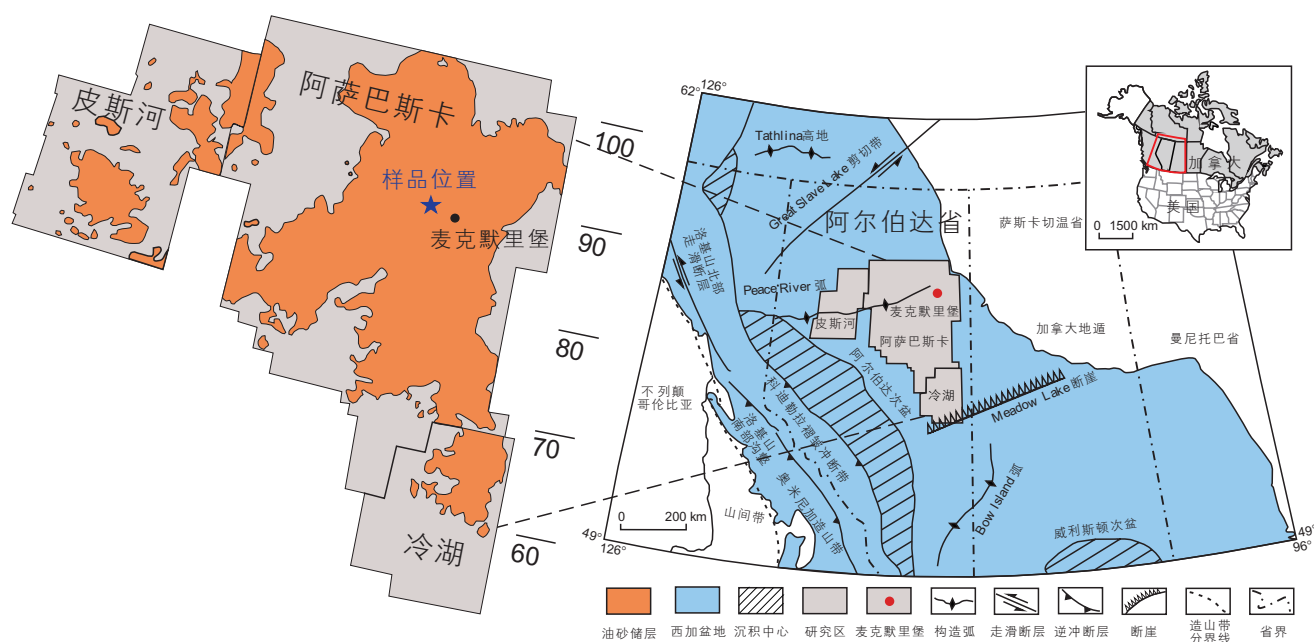


图1 加拿大阿尔伯达盆地阿萨巴斯卡地区油砂分布及取样位置<sup>[17]</sup>

Fig. 1 The geographic map and location of oil sands samples in Athabasca, Alberta Basin, Canada<sup>[17]</sup>

团簇的形成降低了原油充注的可能性。Mosso<sup>[14]</sup>认为油砂储层的含油性主要受控于沉积环境,泥砂搬运较缓或停滞的沉积微相(如洪泛平原、沼泽等)储层的孔隙度和渗透率条件较差,无法充注大量原油。Fustic<sup>[4]</sup>通过对比沥青中饱和烃、芳烃的分子组成特征认为,沥青的非均质性主要受控于以生物降解为主的次生改造作用,而降解的程度主要与储层本身的物理性质(泥质夹层、孔隙度和渗透率)有关。

综合前人的研究成果可知,油砂含油性的差异是多种因素共同耦合的结果,其中储层特征是最重要的影响因素之一。油砂储层的岩性、物性及微观结构等对其含油性的影响和相关机理尚不明确。本文采用铸体薄片和扫描电镜等分析油砂储层的微观结构,通过储层岩石热解和色谱质谱(GC-MS)技术确定了油砂的含油性及分子组成特征,从沉积岩石学和油气地球化学的角度讨论油砂含油性的主控因素。

## 1 地质概况

西加拿大盆地主要分为阿尔伯达和威利斯顿两个次盆,其中阿尔伯达盆地是油砂资源的主要富集区<sup>[15]</sup>。盆地的构造演化主要分为从寒武纪至侏罗纪的克拉通时期和侏罗纪至古近纪(渐新世)的前陆时期两个阶段。晚侏罗世时期西太平洋板块向北美大陆之下俯冲(拉拉米造山运动),强烈的东—西向挤压作用导致落基山脉不断隆起,形成了目前阿尔伯达盆地西高东低的构造特征<sup>[16]</sup>。盆地西部为山前沉降区,地层较厚,埋深较大,是烃源岩生烃的主力区域,大部分含过成熟的天然气资源。盆地东部为地盾剥蚀区,地层较薄,埋深较浅,生物降解作用普遍存在,通常含大量低成熟的重质油或油砂资源。盆地油气整体运移方向为西南向东北,由此形成一系列连续的天然气到重油、过成熟到低成熟的油气资源<sup>[17-18]</sup>。

位于阿尔伯达盆地东北部的阿萨巴斯卡地区拥有占整个阿尔伯达盆地 79% 的油砂资源,是目前已知世界上最大的油砂矿区,也是唯一露出地表的油砂矿床<sup>[3]</sup>。阿萨巴斯卡的油砂资源超过 68% 集中在下白垩系曼维尔(Mannville)群麦克默里组(McMurray Formation)的砂岩储层中,如图 2 所示,麦克默里组不均匀的覆盖在泥盆系碳酸盐岩之上,海相页岩组成的清水组(Clearwater)和含海绿石砂岩组成的瓦比斯考组(Wabiskaw)覆盖在麦克默里组之上<sup>[16]</sup>。通常麦克默里组被划分为 3 个单元,即由河流沉积为主的下段,河口湾沉积为主的中段和海相沉积为主的上

段,也有部分学者认为麦克默里组的上、中段界限并不明显,所以只划分为上下两个单元进行研究<sup>[7, 14]</sup>。由于河流和潮汐频繁作用导致沉积水动力不断发生变化,麦克默里组储层中发育大量砂泥斜互层岩石(Inclined heterolithic stratification, IHS),这些无规则出现的泥质夹层多为水平产状,厚度范围在毫米至厘米,连续性较差,对储层砂体的渗透率有极强的限制作用<sup>[11, 19-20]</sup>。

麦凯河(Mackay River)区块位于阿萨巴斯卡油砂矿区东部,距离麦克默里堡(Fort McMurray)西北方向约 35 km,面积为 760 km<sup>2</sup>,预计产能为 200 × 10<sup>4</sup> t/a<sup>[21]</sup>。主要的油砂产层为麦克默里组的上段,储层顶部的平均深度为 160~180 m,储层平均厚度约 18 m,有效孔隙度约 32%,渗透率范围在 1~5 μm<sup>2</sup><sup>[22]</sup>。

## 2 样品与实验

### 2.1 样品

本研究共采油砂样品 54 件,所有样品均来自于阿萨巴斯卡矿区麦凯河区块的上麦克默里组。本研究的所有样品均来自于同一口井,取样深度范围在 171~198 m,深度差异不超过 27 m,因此可以忽略区域构造、地层温度和埋藏史等因素对研究内容造成的干扰。切割和封装样品的工具、锡纸和样品袋用二氯甲烷提前处理,防止样品相互污染。

### 2.2 实验

#### 2.2.1 岩石学分析

为了观察油砂原本的结构和沥青的分布,制薄片的前处理未去油。截取油砂样品相对平整的一面进行切片、打磨和抛光,在真空环境中用蓝色的环氧树脂浸渍油砂制备铸体薄片,用盖玻片防止意外接触或落入灰尘。采用了莱卡显微镜进行薄片观测,通过正交—单偏光识别矿物种类,计点法(每个薄片不少于 350 个点)和 ImageJ 软件处理碎屑成分、粒度、分选和填隙物等相关数据。切取 3~5 g 油砂样品在 50 °C 温度下烘干并在真空环境镀金,采用 FEI-Quanta 650F 扫描电镜观测孔隙结构和沥青分布。

#### 2.2.2 储集岩热解

为了准确评价油砂的含油性,切取内部新鲜的油砂 20~30 mg,采用 OGE-VI 型岩石评价分析仪进行储集岩热解分析。根据不同碳数的烃类从液态热蒸发为气态的温度不同,采用五峰升温分析程序,定量评价油砂中天然气 S<sub>0</sub>、汽油 S<sub>11</sub>、煤油和柴油 S<sub>21</sub>、蜡和重

油  $S_{22}$ 、胶质和沥青质  $S_{23}$  5 个组分含量<sup>[23]</sup>。具体流程如下：油砂称重后置于热解坩埚中，加热至 90 °C 后用氦气吹 2 min，将样品内的轻烃吹入氢焰检测器，测得天然气含量  $S_0$ ；升温至 200 °C 测得汽油含量  $S_{11}$ ；升温到 350 °C 测出煤油和柴油含量  $S_{21}$ ；升温至 450 °C 测得蜡和重油含量  $S_{22}$ ；升温至 600 °C 测得胶质和沥青

质含量  $S_{23}$ 。最后，热解完毕的样品被转入氧化炉内并通入空气，在 600 °C 温度下恒温 7 min，把样品中的残余碳烧成  $CO_2$ ，由热导检测器检测出残余有机碳 RC 值。具体升温程序如(表 1)所示。

2.2.3 饱和烃色谱质谱分析(GC-MS)

为了对比油砂沥青中饱和烃和芳烃分子组成的差

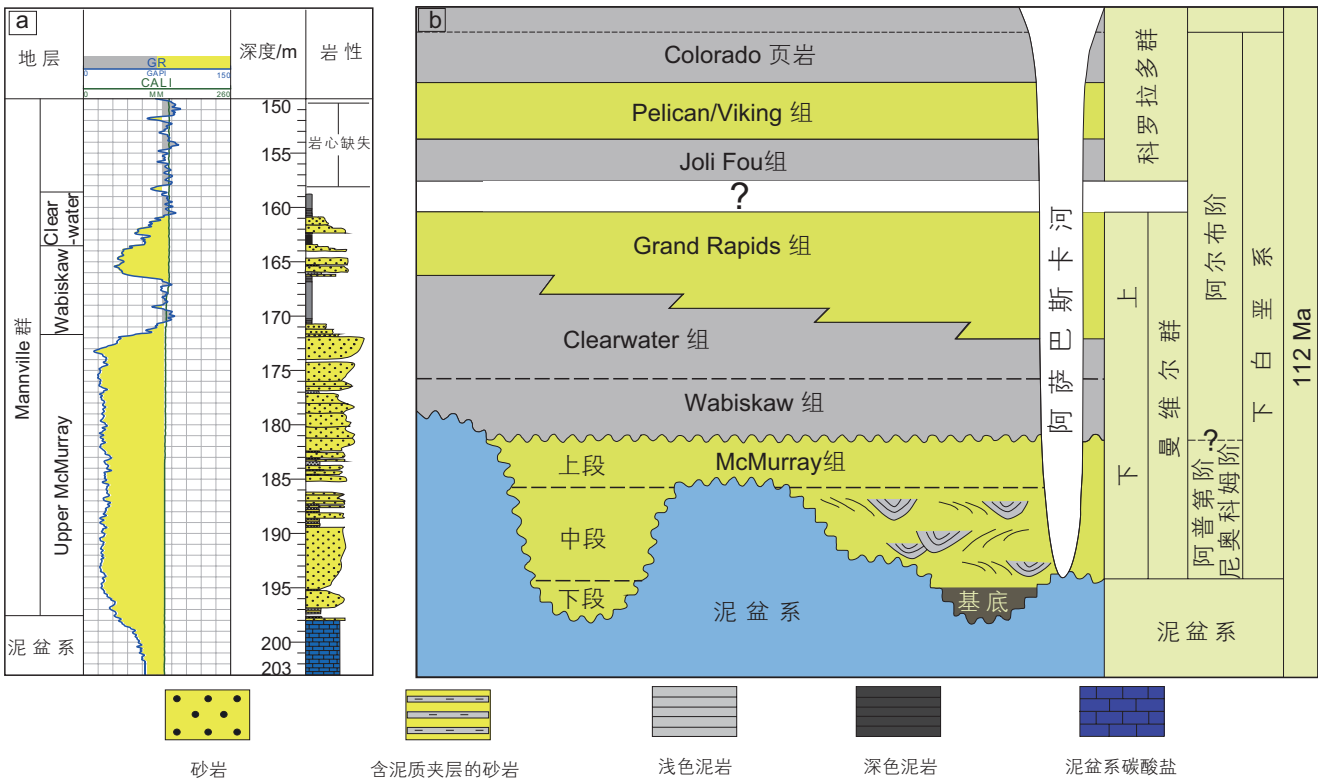


图 2 阿萨巴斯卡地区的地层分布图(b)和麦凯河区块麦克默里组油砂的层位(a)  
注：图中颜色代表不同的沉积地层，白色是阿萨巴斯卡河侵蚀形成的下切河谷露头，黄色是可视作为储层的砂体，灰色为非储层的页岩或砂质页岩，其中麦克默里组包含许多大尺度的泥质沉积物，造成储层内部结构复杂。

Fig. 2 Stratigraphic distribution of Athabasca (b) and McMurray Formation oil sands in Mackay River area (a).  
Note: The colors in the figure represent different sedimentary formations. White is the outcrop of the incised valley formed by the erosion of the Athabasca River, yellow is the sand that can be regarded as reservoir, and gray is the non-reservoir shale or sandy shale. The McMurray Formation contains many large-scale muddy sediments, resulting in complex internal structure of the reservoir.

表 1 储集岩热解各参数意义及升温分析程序

Table 1 The meaning of reservoir pyrolysis parameters and conditions of temperature rise program

热解各组分参数	分析温度/°C		恒温时间/min	升温速率/(°C/min)
	起始	终止		
天然气 $S_0$	90	90	2	—
汽油 $S_{11}$	200	200	1	—
煤油和柴油 $S_{21}$	200	350	1	50
蜡和重油 $S_{22}$	350	450	1	50
胶质和沥青质 $S_{23}$	450	600	1	50
残余有机碳 RC	600	600	7	—

异, 采用二氯甲烷在索氏抽提装置中对 3~5 g 油砂进行 72 h 抽提。通过石油醚(戊烷与乙烷的混合物)对获取的油砂抽提物(沥青)进行沥青质沉淀, 静置 12 h 以上, 之后采用活化硅胶和氧化铝构成的层析柱进行饱和烃、芳烃和非烃馏分的分离, 采用的溶剂依次为石油醚、二氯甲烷和石油醚溶液(体积比 2:1)、二氯甲烷和甲醇溶液(体积比 93:7)。最后采用安捷伦 5975i 气相色谱—质谱仪对饱和烃和芳烃馏分进行色谱质谱分析。加入定量的氘代萘作为内标, 根据相应的峰面积计算化合物的绝对含量。

### 3 结果与讨论

#### 3.1 岩石学特征

根据麦凯河区块上麦克默里组典型的油砂样品观察, 可以将岩心大致分为 4 类。如图 3a 和图 3b 所示, 灰绿或浅灰色为主的含丘状交错层理的块状细砂岩, 含明显裂纹, 密度相对较高, 存在厘米至毫米尺度的生物扰动痕迹, 基本不含油。如图 3c 和图 3d 所示, 褐色或深棕色含平行至低角度纹层的交错层理细砂岩, 基本不含遗迹化石, 粒度相对较大, 含油性较低。如

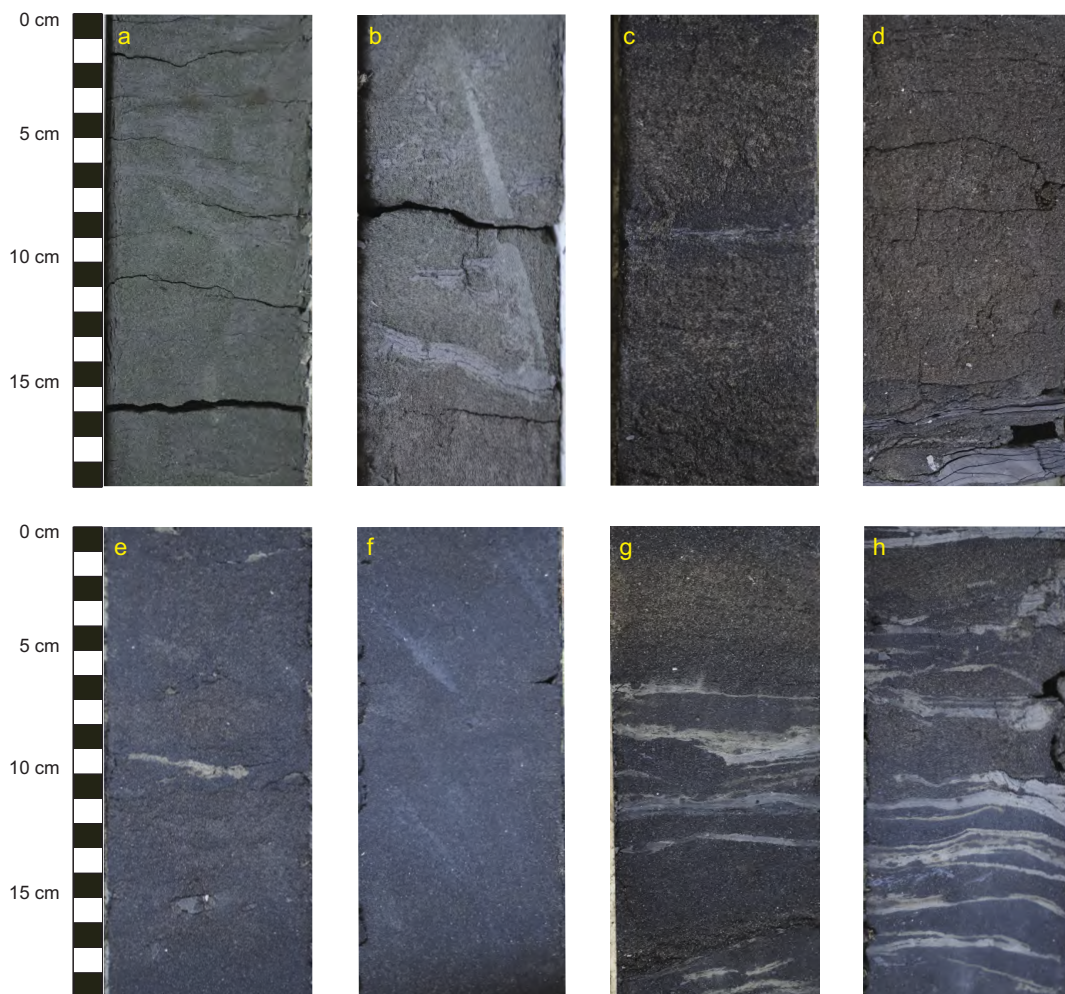


图 3 麦凯河区块上麦克默里组典型油砂岩心照片

注: (a)含绿泥石细砂岩, 171.60~171.80 m; (b)含生物扰动丘状交错层理细砂岩, 171.80~172.00 m; (c)交错层状砂, 173.70~173.90 m; (d)交错层状砂, 197.30~197.50 m; (e)波纹状交错层理砂, 191.35~191.55 m; (f)波纹状交错层理砂, 195.70~195.90 m; (g)非均质砂, 187.10~187.30 m; (h)非均质砂, 188.30~188.50 m。

Fig. 3 Typical photo of oil sands core of the Upper McMurray Formation in the Mackay River area.

Note: (a) Chlorite-bearing sands, 171.60~171.80 m; (b) Bioturbation hummocky-cross-stratified sands, 171.80~172.00 m; (c) cross-bedded sand, 173.70~173.90 m; (d) Cross-bedded sand, 197.30~197.50 m; (e) Ripple cross-laminated sands, 191.35~191.55 m; (f) Ripple cross-laminated sands, 195.70~195.90 m; (g) Heterolithic sands, 187.10~187.30 m; (h) Heterolithic sands, 188.30~188.50 m.

图 3e 和图 3f 所示, 黑色含波纹状小型槽状交错层理细砂岩, 多呈沥青粘连的松散状, 偶见厚度为 1~2 cm 灰白色泥质夹层, 含油性较高。图 3 g 和图 3 h 所示, 含连续砂泥互层的非均质砂, 灰白色泥质夹层多呈不规则的层状结构, 其中砂岩部分含油性相对较高。麦凯河上麦克默里组油砂储层岩性纵向分布的非均质性较强, 油砂的粒度、岩石结构、泥质夹层和含油性等特征存在明显差异。

通过显微观察可以进一步了解油砂的岩石结构及差异。碎屑颗粒是组成碎屑岩的骨架, 其特征主要包括大小、形状和成分等。薄片计点和软件识别的结果表明, 麦克默里组油砂的粒径范围为 0.08~0.23 mm, 平均为 0.15 mm, 属于极细砂岩(0.0625~0.125 mm)至细砂岩(0.125~0.25 mm), 粒径变化较频繁。碎屑成分差异不大, 均以石英为主(平均占比 80% 以上), 石英颗粒大多为单晶石英, 无明显自生加大结构, 长石以钾长石为主, 次生蚀变作用罕见, 岩屑主要为沉积和变质岩屑, 火山岩屑较少。通过粒度累积曲线和直方图分析油砂碎屑颗粒的特征(粒径转化为  $\Phi$  值), 并计算分选系数<sup>[24]</sup>, 平均为 0.56, 分选性好—中等, 磨圆度主要为次圆—次棱角, 颗粒的接触方式以漂浮—点接触为主。油砂没有明显的机械压实痕迹, 成岩作用较弱。

碎屑岩中的填隙物主要包括胶结物和杂基, 是影响岩石结构的重要因素之一<sup>[24]</sup>。如图 4a 所示, 除了麦克默里组储层顶部少部分样品存在轻微海绿石胶结外, 基本不存在胶结物。如图 4c, 4 d 所示, 油砂的杂基含量存在明显差异(2%~42%, 平均为 18.35%), 杂基主要由细粒沉积物构成, 填充在碎屑颗粒之间呈深棕或黑色, 可能是与沥青混合引起的。杂基含量差异可能导致油砂的支撑方式发生变化, 杂基含量较低且分布较均匀时(<25%), 油砂以刚性矿物颗粒支撑为主, 储集空间以原生粒间孔和粘土矿物的晶间微孔为主; 杂基含量较高(>25%)导致刚性矿物被杂基包裹, 油砂内部以杂基支撑为主, 杂基受到压实形成较致密的泥质层, 渗流通道仅由泥质层中的微裂缝提供<sup>[24]</sup>(图 4d)。

通过粒径, 分选和杂基含量 3 个影响因素将上麦克默里组油砂分为极细砂岩、细砂岩、杂砂岩和粉砂岩 4 种<sup>[24]</sup>, 粒度累计曲线和直方图特征如图 5 所示。极细砂岩的平均粒径小于 0.125 mm, 平均杂基含量低于 15%, 分选系数范围在 0.53~0.81。细砂岩粒径范围在 0.125~0.25 mm 之间, 平均杂基含量低于 15%, 分选系数小于 0.64。杂砂岩的平均杂基含量在 15%~25%, 分选系数在 0.64~0.79, 分选性略低于极细砂岩和细砂岩。粉砂岩的平均杂基含量含量大于

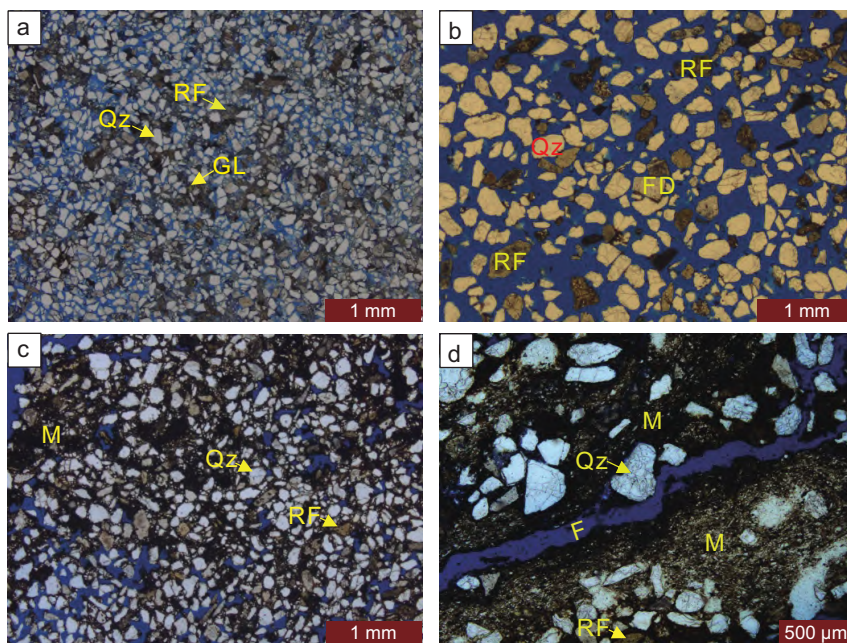


图 4 麦克河区块上麦克默里组的典型油砂显微图(a. 极细砂岩; b. 细砂岩; c. 杂砂岩; d. 粉砂岩; 图中 B: 沥青; Qz: 石英; M: 杂基; RF: 岩屑; FD: 长石; F: 微裂缝)

Fig. 4 Micrograph of the representative oil sands of the Upper McMurray Formation in the Mackay area(a: extremely fine sandstone; b: fine sandstone; c: wacke; d: siltstone; B: bitumen; Qz: Quartz; M: matrix; RF: rock fragments; FD: feldspar; F: Microfracture)

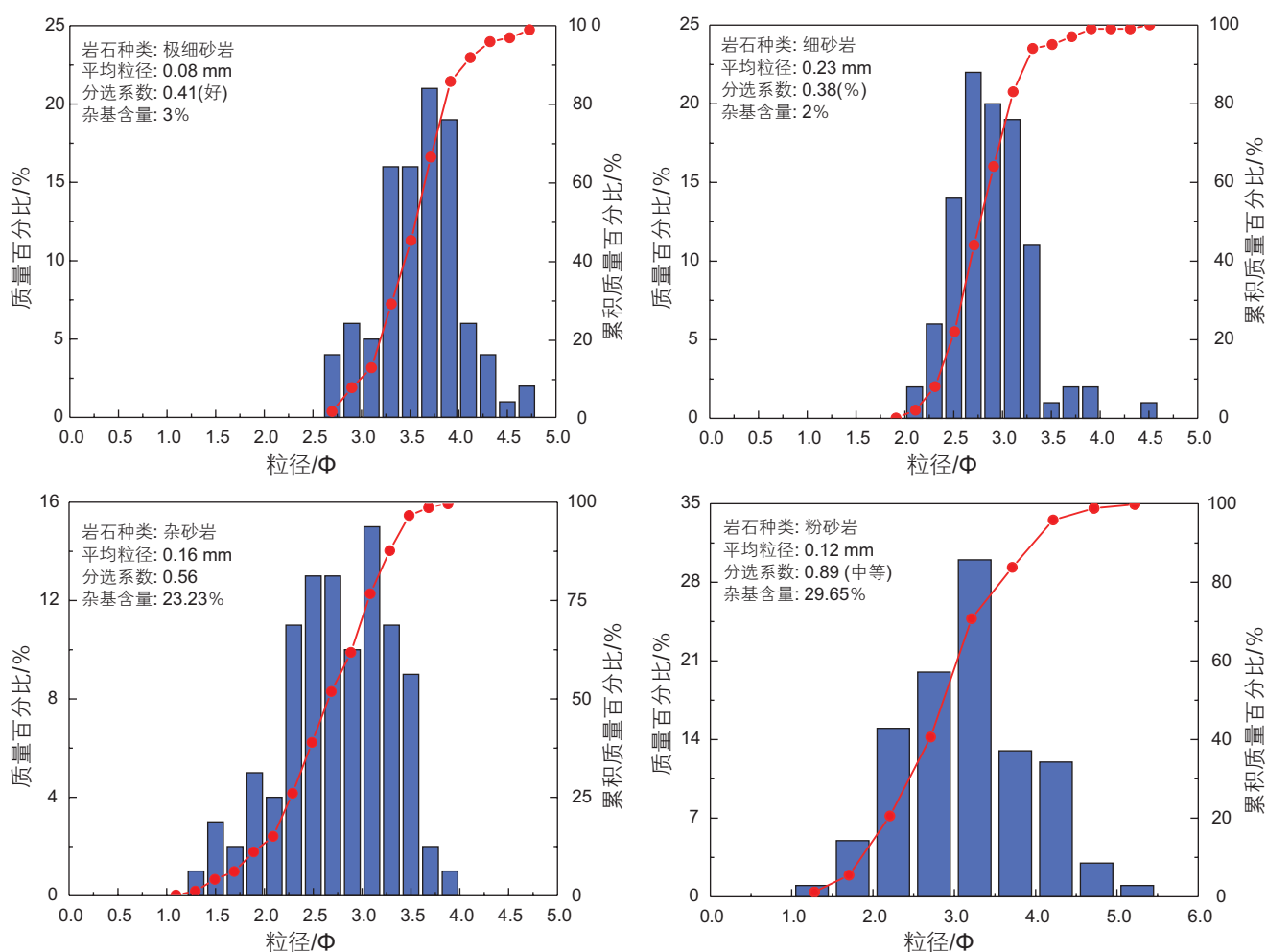


图5 麦凯河区块上麦默里组4种不同结构油砂的粒度累计曲线和直方图

Fig. 5 Grain size accumulation curves and histograms of four different oil sands of Upper McMurray Formation in MacKay River area.

25%, 分选系数大于0.74。

通过扫描电镜进一步观测碎屑颗粒间杂基的成分和沥青的分布。如图6a所示,碎屑颗粒间的杂基是由小于30  $\mu\text{m}$ 的细粒沉积物组成,包含细粉砂,粘土矿物和碳酸盐灰泥等,其中粘土矿物包括层状的高岭石和叠片状的伊蒙混层(图6b, 6d)等<sup>[25]</sup>。沥青在油砂中的赋存方式主要有颗粒吸附和杂基吸附两种,其中杂基吸附的沥青量明显高于颗粒吸附(图6d),这可能是杂基中粘土矿物拥有更高的比表面积和更频繁的阳离子交换导致<sup>[26]</sup>。

### 3.2 含油性特征

通过热解获取岩石中各烃类组分的相关信息,可以便捷、有效的进行含油性评价。热解结果显示,麦默里组油砂含油性差异较大,总烃含量范围在12.18~163.81 mg/g,平均为74.99 mg/g。如图7所示,

其中只有部分样品检测出 $S_0$ ,平均含量0.3 mg,由于油砂中的烃类以沥青为主,所以基本不含天然气。 $S_1$ 组分含量范围在0.97~33.91 mg/g,平均为18.25 mg/g。煤油、 $S_{21}$ 组分含量范围在3.66~90.78 mg/g,平均为36.79 mg/g。 $S_{22}$ 组分含量范围在1.45~34.53 mg/g,平均为16.40 mg/g。 $S_{23}$ 组分含量范围在0~7.02 mg/g,平均为3.07 mg/g。其中 $S_{22}$ 组分含量最高,大约是 $S_{11}$ 和 $S_{23}$ 组分的两倍, $S_{23}$ 含量最低。

上麦默里组油砂的含油性存在较强的非均质性,含油性的强弱明显受控于岩性特征,如图8所示,砂体相对连续的部分(深度174~182 m, 192~196 m)含油性相对较高,泥质夹层频繁发育的部分(深度183~190 m, 196~197 m),含油性相对较低。虽然可以通过岩性特征和泥质夹层来判识含油性高低,但整体精度不高,无法准确预测含油性的强弱。

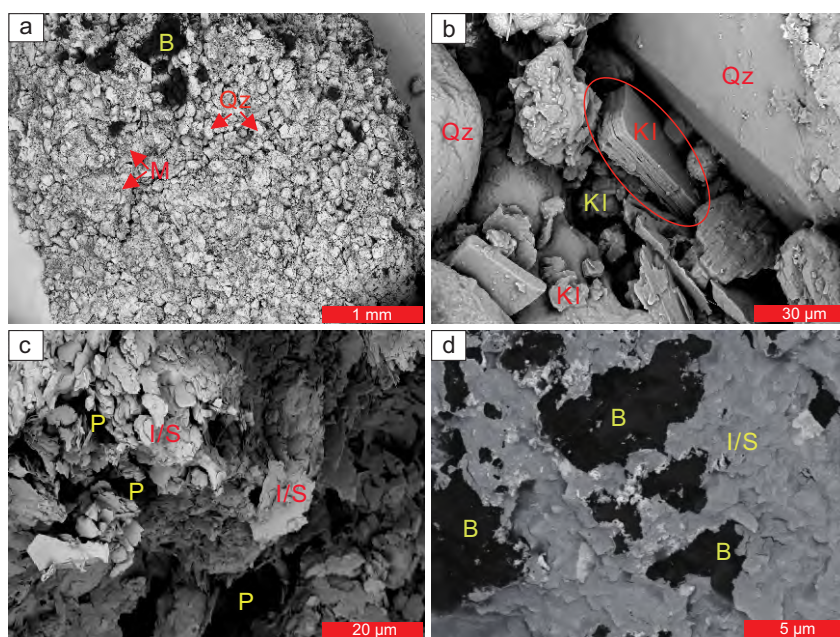


图 6 麦克河区块上麦克默里组代表性油砂的扫描电镜图(a为油砂的全貌,部分存在黑色沥青;b为杂基中分布的高岭石矿物;c为杂基中分布的伊蒙混层;d为杂基中粘土矿物吸附了大量沥青;图中B:沥青;Qz:石英;M:杂基;Kl:高岭石;P:孔隙;I/S:伊蒙混层)

Fig. 6 SEM micrograph of the representative oil sands of the Upper McMurray Formation in the Mackay area(a: the overall image of the oil sands, some of the presence of black bitumen; b: the kaolinite minerals distributed in the matrix; c: the illite and smectite mixed layer distributed in the matrix; d: the clay minerals in the matrix adsorbed a large amount of bitumen; B: bitumen; Qz: Quartz; M: matrix; Kl: Kaolinite; P: pore; I/S: illite and smectite mixed layer)

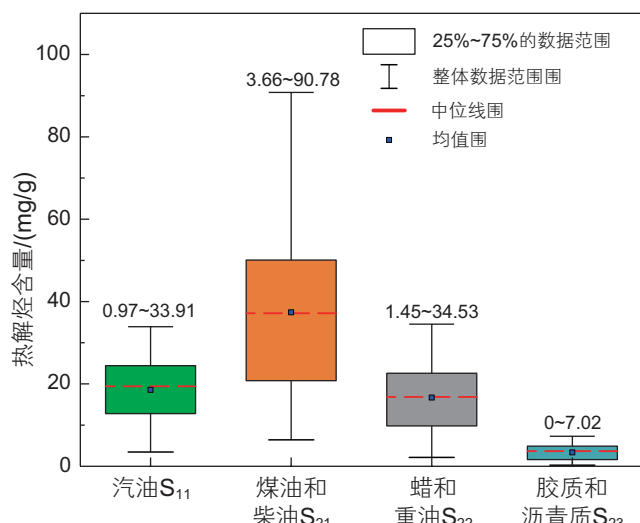


图 7 麦凯河区块上麦克默里组油砂热解组分含量特征

Fig. 7 Pyrolysis component content characteristics of oil sands of McMurray Formation in MacKay River area

### 3.3 油、气、水层划分及评价

在实际开发过程中,油水层的分布是影响储层内流体性质和产能的关键因素,研究表明有水层分布的位置微生物活动更频繁,导致原油遭受更强烈的生物

降解作用<sup>[4]</sup>,因此了解油水层分布有助于油砂储层含油性差异的成因。

利用自然伽马、深电阻率和中子测井结合岩心的含水饱和度可以有效的划分研究区的油水层<sup>[27]</sup>。如图9所示,自然伽马值整体变化不大(18.9~30.5 API),深电阻率值变化范围在18.6~309 Ωm,中子值变化范围在13.8%~36.5%,含水饱和度从20.9%~65.5%都有分布(测井和岩心数据由加拿大BRION能源公司提供)。结合前人对该研究区的测井的相关研究,可以将该井油砂划分为气、水、油和差油4类储层。

油层的自然伽马值(<20 API)和含水饱和度较低(<30%),深电阻率值较高,平均值为201.15 Ωm,主要由不含有泥质夹层的杂砂岩构成;差油层的自然伽马值略高于油层,范围在20~25 API,深电阻率值相对较低,平均小于90 Ωm,含水饱和度平均为35%,由粉砂岩与泥质夹层频繁互层构成;水层最明显的特点是岩心的含水饱和度超过50%,自然伽马(<20 API)和深电阻率值(<30 Ωm)较低,主要由杂基含量较低的细砂岩构成;气层的识别特征为中子测井值较低,平均为13.8%,而水、油和差油层的中子测井值平均在30%以上,自然伽马值和深电阻率值平均

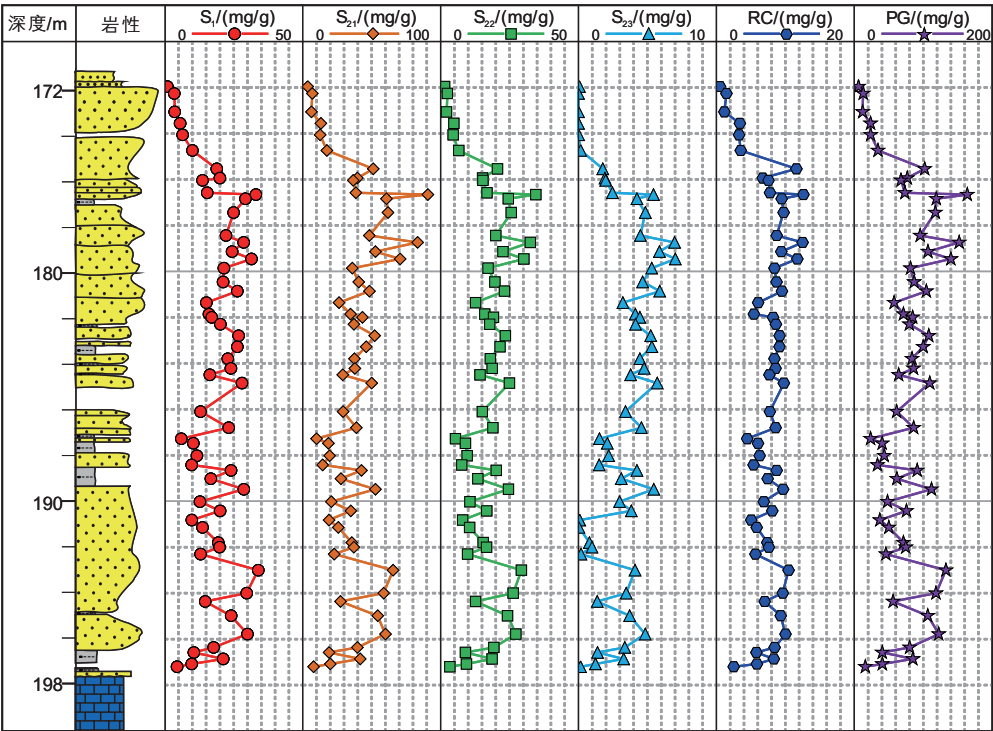


图 8 麦凯河区块上麦克默里组油砂热解组分含量垂向分布特征  
Fig. 8 Vertical distribution characteristics of pyrolysis components in the oil sands of McMurray Formation in the Mackay River area

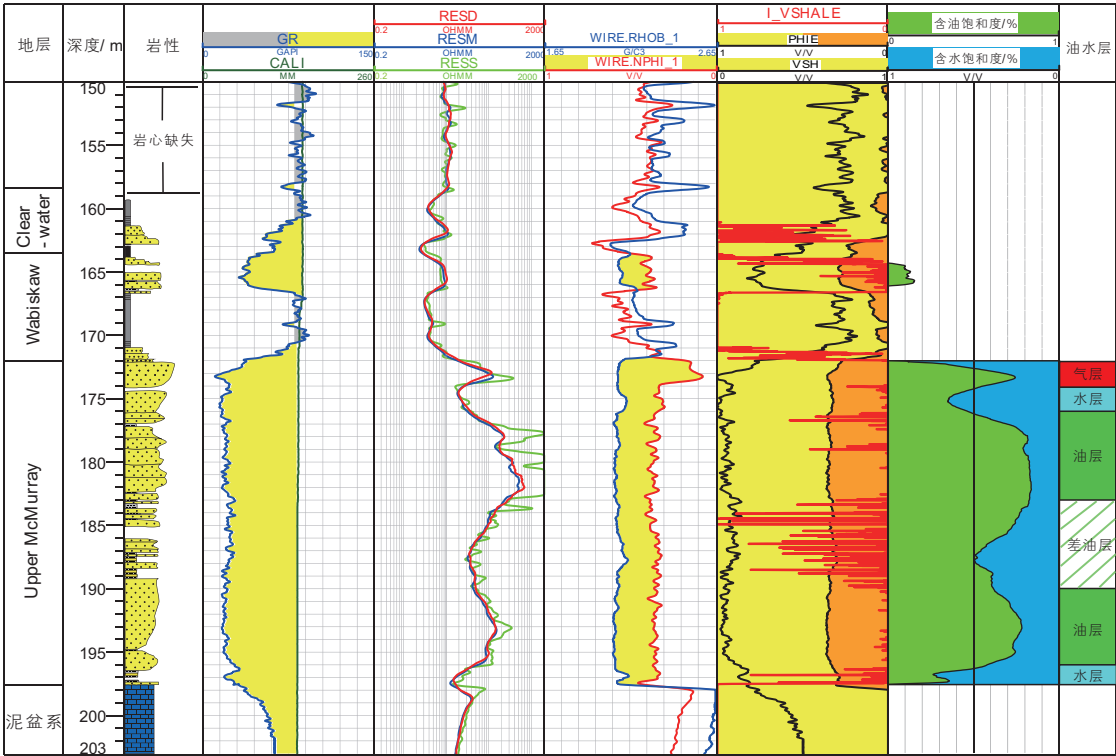


图 9 麦凯河区块上麦克默里组油砂储层评价及油水层划分  
Fig. 9 Vertical distribution characteristics of pyrolysis components in the oil sands of McMurray Formation in the Mackay River area

为 25.5 API 和 61.7  $\Omega\text{m}$ , 含水饱和度平均在 39.7%, 主要由杂基含量较低的极细砂岩构成。

如图 9 所示, 一共可划为 6 个层段, 172~174 m 为顶部气层, 174~176 m 和 196.6~197.45 m 为两个水层, 176~183.87 m 和 189.25~196.3 m 为两个油层, 183.87~189.25 m 为差油层。

### 3.4 含油性差异的形成机理

#### 3.4.1 主控因素

通常含油性差异的影响因素很多, 包括但不限于烃源岩特征、储层特征、油气充注与成藏史和油藏次生改造等。本研究所有的样品均来自于同一地层、同一口井中, 深度差异在 27 m 以内, 因此可以忽略区域性的构造、地层温度和埋藏史等造成的影响。

前文中对油砂的岩石学特征进行分析, 由于油砂

本身成岩作用较弱, 基本不存在胶结物, 岩石结构由碎屑颗粒和填隙物决定。碎屑岩的粒径, 分选和杂基含量有潜在的相关性, 如图 10a 所示, 杂基含量与分选系数呈正相关, 碎屑颗粒与填隙物之间存在潜在的联系, 沉积环境可能是造成这一现象的主要因素<sup>[24]</sup>。麦克默里组沉积环境位于海陆过渡相, 受潮汐作用的影响水动力条件频繁变化。水动力条件较强且稳定时, 沉积物以分选好、粒度大的碎屑颗粒为主, 杂基含量较低, 形成极细砂岩或细砂岩。水动力较弱且不稳定时, 粗粒和细粒共同沉积, 沉积物以分选中等的碎屑颗粒和泥质杂基为主, 通常形成杂砂岩或粉砂岩<sup>[25]</sup>。

众多前人的研究表明, 储层的岩石学特征对物性和含油性有重要影响<sup>[4, 12-13, 26]</sup>。本研究中油砂储层的岩石学差异主要体现在粒径、分选和杂基含量 3 个方面(表 2)。采用储集岩热解参数分别与油砂的粒

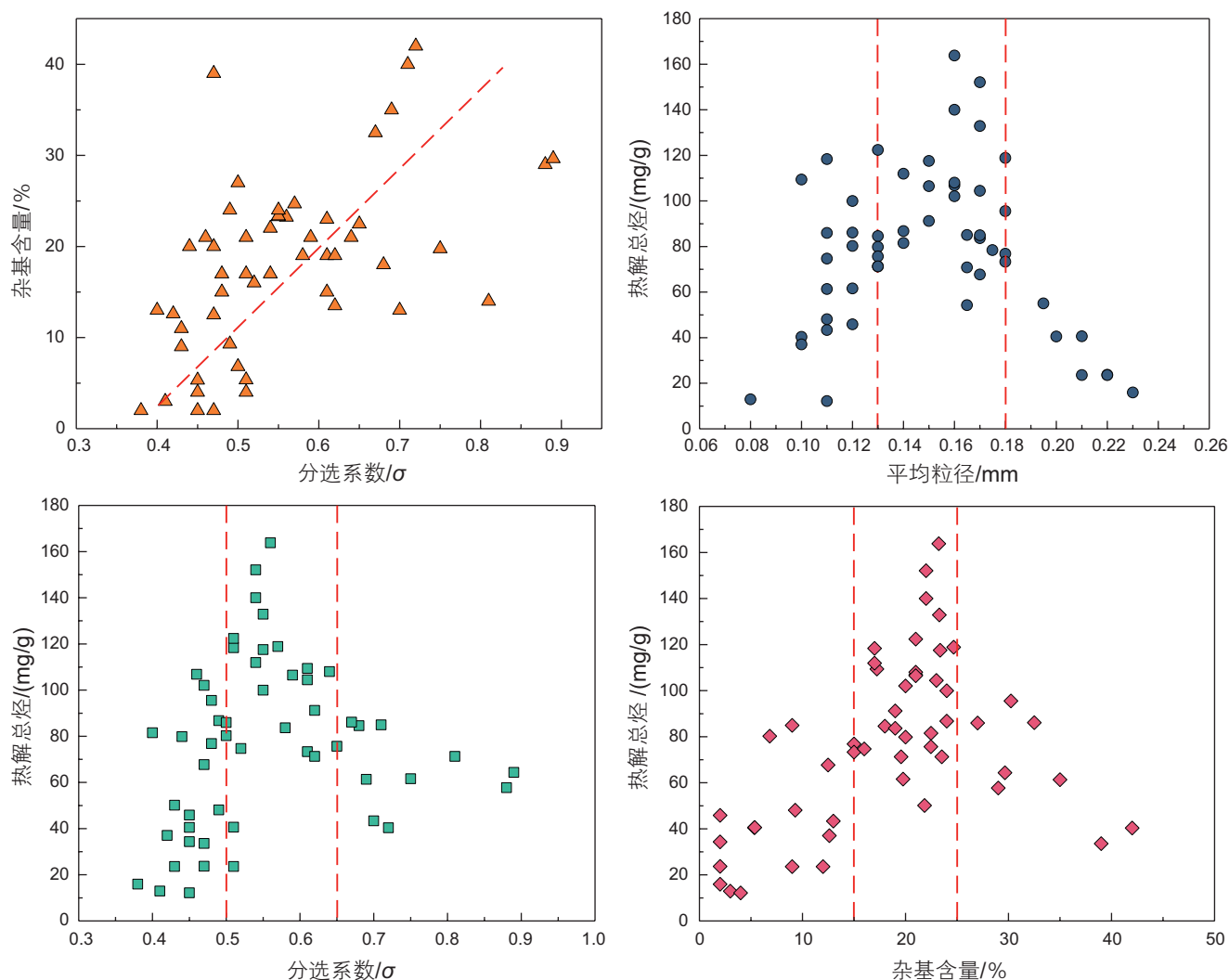


图 10 麦凯河区块上麦克默里组油砂含油性与粒径、分选和杂基含量的相关性

Fig. 10 Correlation between oil content and grain size, sorting and matrix content of the Upper McMurray Formation oil sands in the MacKay River area

径、分选和杂基含量 3 个参数进行相关性分析。如图 10 中 b, c, d 所示, 油砂的结构与含油性并不是简单的线性关系, 每一种参数都有高含油性的区间。粒度在 0.13~0.18 mm, 分选系数在 0.5~0.65, 杂基含量在 15%~25%, 油砂的热解总烃量较高。因此, 储层岩石学特征对含油性有明显的控制作用, 粒径、分选和杂基含量过高或过低的油砂含油性都不高。

利用粒径、分选和杂基含量 3 种影响因素与油砂的含油性做权重分析<sup>[12]</sup>, 偏相关性分析和归一化处

理后的结果显示, 对含油性影响的权重分别为粒径 34%、分选 22% 和杂基 44%, 对含油性影响的大小依次为杂基含量>粒径>分选。根据粒径、分选和杂基含量的变化范围设为边界条件, 分别以 3 个参数为三角图的 3 个端元, 如图 11 所示, 用不同颜色表示气、油、差油和水层的油砂样品, 初步建立了麦凯河油砂含油性的识别图版。极细砂岩有粒径小、分选好和杂基含量低的特点, 为气层的主要岩石类型。细砂岩平均粒径大, 分选好且杂基含量低, 为水层的主要岩石

表 2 麦凯河区块上麦克默里组典型油砂的岩性特征和储集岩热解数据  
Table 2 Lithology and reservoir rock pyrolysis data of typical oil sands of Upper McMurray Formation in Mackay River area

编号	深度/m	岩石种类	粒径/ mm	分选系 数	杂基含 量/%	天然气 S <sub>0</sub> /(mg/g)	汽油 S <sub>11</sub> /(mg/g)	煤油和柴油 S <sub>21</sub> /(mg/g)	蜡和重油 S <sub>22</sub> /(mg/g)	胶质沥青质 S <sub>23</sub> /(mg/g)	残余碳 /(mg/g)
1	172.25	极细砂岩	0.08	0.41	3.00	0.01	3.44	7.01	2.46	0.00	12.92
2	173.06	极细砂岩	0.11	0.51	4.00	0.01	3.60	6.41	2.16	0.00	12.18
3	174.06	细砂岩	0.22	0.47	2.00	0.01	6.48	12.65	4.56	0.01	23.71
4	197.20	细砂岩	0.23	0.38	2.00	0.02	4.47	7.94	3.36	0.15	15.94
5	176.67	杂砂岩	0.16	0.56	23.23	0.04	33.05	90.78	34.53	5.44	163.81
6	193.00	杂砂岩	0.17	0.55	23.28	0.00	33.91	65.56	29.31	4.10	132.88
7	184.57	粉砂岩	0.12	0.89	29.65	0.81	16.35	29.10	14.30	3.78	64.34
8	187.47	粉砂岩	0.10	0.72	42.00	0.17	10.38	18.68	9.03	2.09	40.35

表中的热解参数的含义在前文 2.2.2 章节中有详细论述

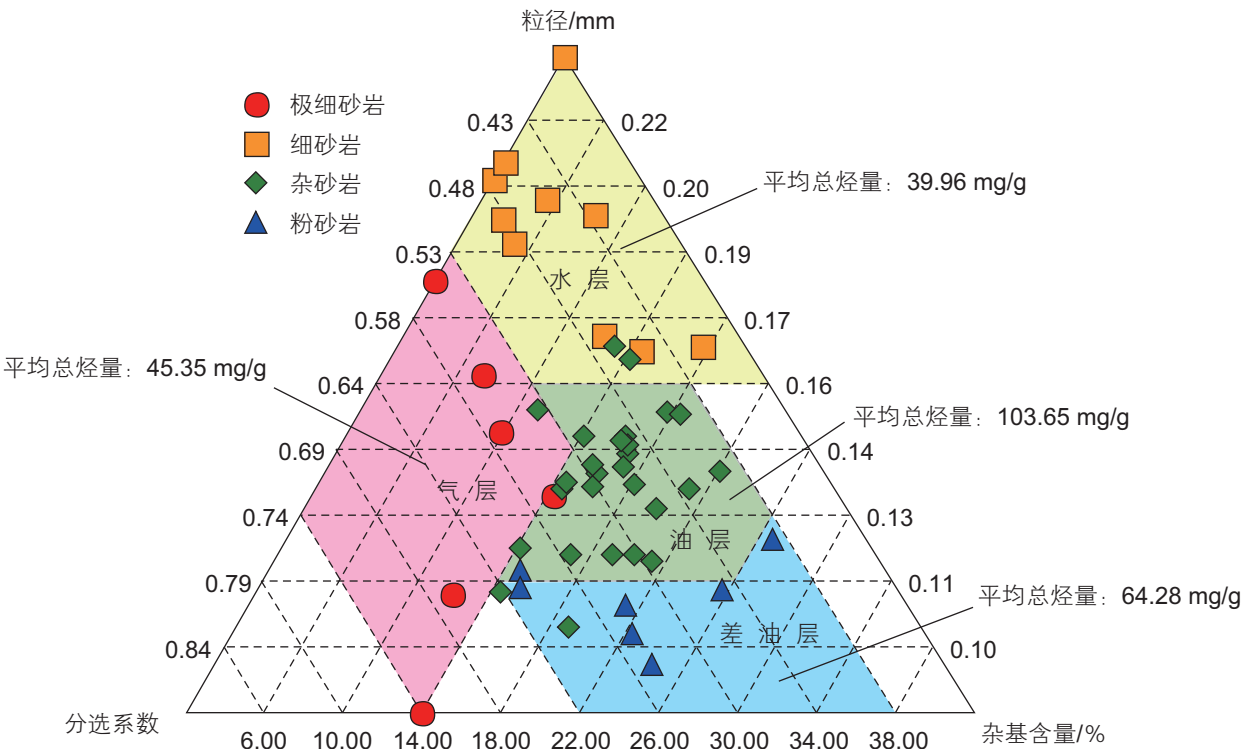


图 11 依据粒径、分选和杂基含量划分麦凯河区块上麦克默里组油砂的含油性图版  
Fig. 11 Oil content identification of plates based on oil sand grain size, sorting and matrix content of the Upper McMurray Formation in the McKay River area.

类型。粉砂岩粒度较小,分选差且杂基含量高,大多位于泥质夹层附近,主要构成了差油层。杂砂岩粒度偏大,分选一般且有一定杂基含量,是油层的主要岩石类型。

### 3.4.2 形成机理

上麦克默里被认为是在初期原油充注达到饱和的储层,生物降解和油水层分布是导致储层含油性差异的重要原因<sup>[28-32]</sup>,本研究中水层在油柱上下都有分布,因此需要进一步厘定其形成机理。生物降解是原油发生次生变化过程中最重要的一环,主要特征是按照一定顺序对原油中的烃类进行消耗,造成原油的含量和成分发生改变<sup>[33-34]</sup>。前人依据不同化合物对降解耐受的差异,建立了降解程度的判识标准PM 0(最

低)~10(最高)<sup>[33]</sup>。阿萨巴斯卡油砂整体的降解程度大致在PM 5~9,属于严重生物降解<sup>[36]</sup>,需要筛选合适的生物标志物表征降解程度。

通过油砂沥青中饱和烃和芳烃的相关参数可以有效表征不同储层与降解程度之间的关系<sup>[33-34]</sup>。饱和烃  $m/z$  191 和  $m/z$  217 质量色谱图(图 12)显示,三环萜烷、三降藿烷和孕甾烷等抗降解能力强的化合物的相对丰度随深度无明显变化,而  $C_{29}H/C_{30}H$ ( $C_{29}$  藿烷/ $C_{30}$  藿烷)比值从油层向水层逐渐增大(0.73~6.81)。芳烃化合物也有类似的情况, $m/z$  192 和  $m/z$  198 质量色谱图显示(图 13),甲基菲和甲基二苯并噻吩系列化合物含量受控于油水层分布,9-MP/1-MP(9-甲基菲/1-甲基菲)比值从油层向水层逐渐降低(1.51~1.11)。因此,降解程度的

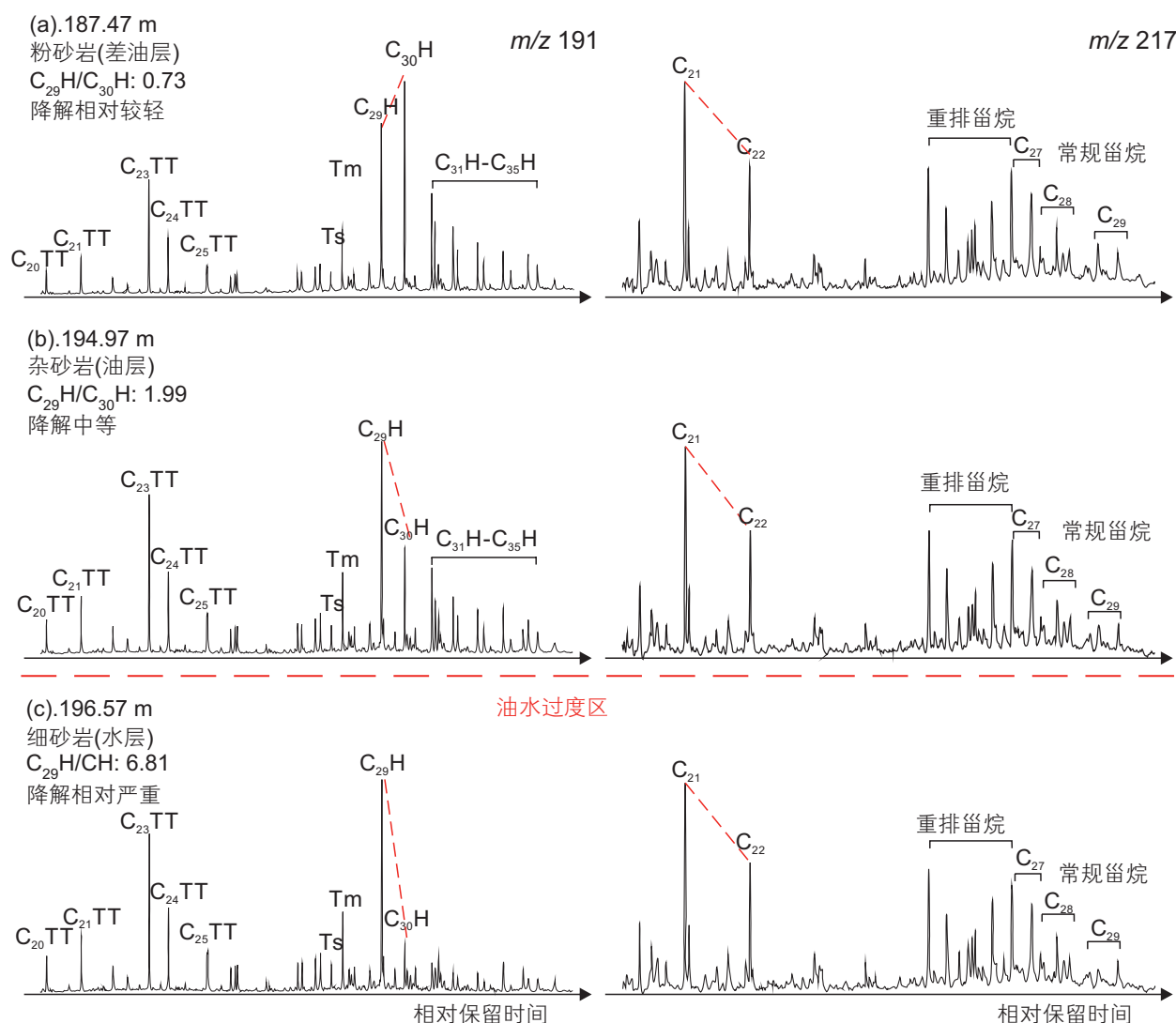


图 12 麦凯河区块上麦克默里组油砂储层饱和烃  $m/z$  191 和  $m/z$  217 质量色谱图随油水界面变化

注: Ts: 三降藿烷(18 $\alpha$ H); Tm: 三降藿烷(17 $\alpha$ H); TT: 三环萜烷;  $C_{29}H/C_{30}H$ :  $C_{29}$  藿烷/ $C_{30}$  藿烷;  $C_{21}$ : 孕甾烷;  $C_{22}$ : 升孕甾烷

Fig. 12 Mass chromatograms of oil sands bitumen saturated hydrocarbon  $m/z$  191 and  $m/z$  217 charges with oil-water transition of the Upper McMurray Formation in Mackay River area

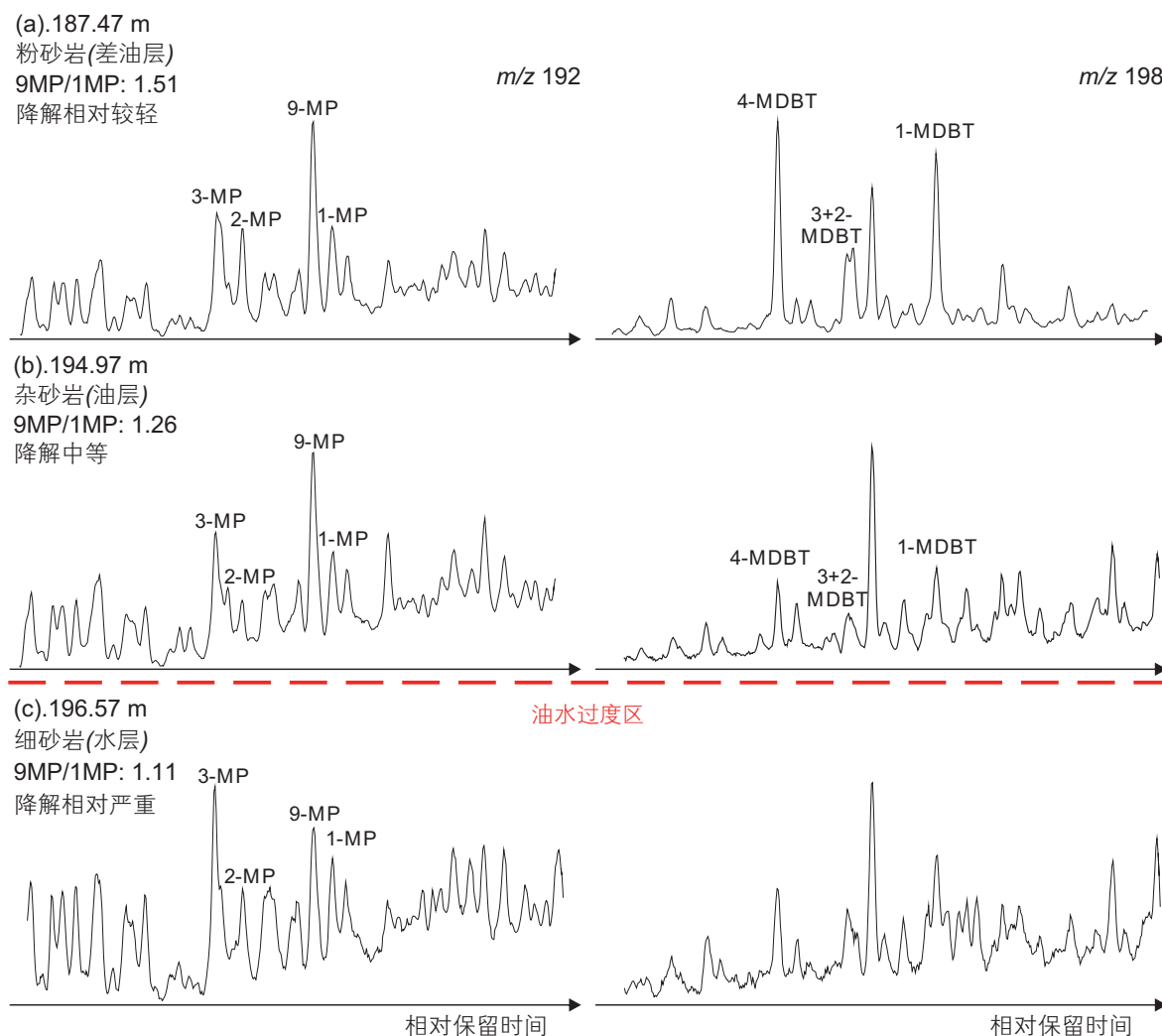


图 13 麦凯河区块上麦克默里组油砂沥青饱和烃  $m/z$  192 和  $m/z$  198 质量色谱图随油水界面变化

注: 9 MP/1 MP: 9-甲基菲/1-甲基菲; MDBT: 甲基二苯并噻吩

Fig. 13 Mass chromatograms of oil sands bitumen aromatics hydrocarbon  $m/z$  192 and  $m/z$  198 charges with oil-water transition of the Upper McMurray Formation in Mackay River area

差异可能是导致沥青含量和性质差异的主要原因。

在纵向上综合表征岩性、油水层和降解程度的变化,如图 14 所示,三降藿烷参数  $Ts/(Ts+Tm)$ 、三环萜烷参数  $(C_{19}TT+C_{20}TT)/C_{23}TT$ 、孕甾烷/升孕甾烷和三芳甾烷参数  $(C_{27}TAS/C_{28}R TAS)/(C_{26}TAS/C_{28}S TAS)$  等随深度增加无明显变化,说明沥青的来源和成熟度无明显差异<sup>[37]</sup>。 $C_{30}$  藿烷、5-升藿烷和 9-甲基菲的绝对含量在水层较低,重排甾烷系列化合物的绝对含量升高,证明水层沥青的降解程度较高,常规生物标志物被消耗,重排类生物标志物增加。甲基二苯并噻吩系列化合物的含量在差油层中异常高,在其他层内无明显变化,说明泥质夹层频繁发育的差油层内降解程度相对较低。

储层的物性条件(孔隙度和渗透率)受控于岩石粒度,分选和填隙物含量等岩性特征<sup>[20]</sup>,而生物降解的

相关研究结果表明,随着储层物性增加,储层中流体的流动性增强,微生物的营养供给增加,造成更严重的水洗、氧化和微生物活动<sup>[4, 33-35]</sup>,因此从岩性、物性和降解程度可以综合分析油砂含油性差异的形成机理。原油充注时期,粒径大、分选好且杂基含量低的细砂岩储层,内部没有细粒填隙物(杂基)的阻碍,孔渗条件好,受到降解严重,储层中的烃类由于受到严重的降解无法保存,最终形成水层。杂砂岩构成的储层含有细粒填隙物(杂基),导致孔渗条件相对中等,储层中流体的流动性相对较弱,烃类受到降解程度相对较低,因此形成油层。粉砂岩中细粒填隙物(杂基)含量过高,泥质夹层频繁发育,导致储层孔渗条件较差。虽然降解程度低,但原油无法完全充注泥质夹层,导致含油性低,最终形成差油层。综上所述,岩性特



度低,形成油层。粉砂岩中频繁形成泥质夹层,原油难以完全充注,形成差油层。

### 致谢

本研究得到了中国石油勘探开发研究院的支持。

由衷的感谢中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室的师生宝和朱雷在样品的实验和分析过程中给予的协助。感谢编辑及匿名审稿人对本文提出的建设性意见。

### 参考文献

- [1] 贾承造. 油砂资源状况与储量评估方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007. [JIA C Z. Oil sands resource status and reserves evaluation method [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.]
- [2] OSACKY M, GERAMIAN M, IVEY D G, et al. Mineralogical and chemical composition of petrologic end members of Alberta oil sands[J]. Fuel, 2013, 113: 148–157.
- [3] 单玄龙. 油砂勘探开采技术及其应用[M]. 上海: 华东大学出版社, 2015. [SHAN X L. Oil sands exploration mining technology and application[M]. Shanghai: East China University Press, 2015.]
- [4] FUSTIC M, BENNETT B, HUBBARD S M, et al. Impact of reservoir heterogeneity and geohistory on the variability of bitumen properties and on the distribution of gas-and water-saturated zones in the Athabasca oil sands, Canada[J]. AAPG Bulletin, 2013, 64: 163–205.
- [5] MORETON D J, CARTER B J. Characterizing alluvial architecture of point bars within the McMurray Formation, Alberta, Canada, for improved bitumen resource prediction and recovery[J]. Developments in Sedimentology, 2015, 68: 529–559.
- [6] HEIN F J. Geology of bitumen and heavy oil: An overview[J]. Journal of Petroleum Science Engineering, 2016, 154: 551–563.
- [7] HEIN F J. Heavy oil and oil (tar) sands in north America: an overview & summary of contributions[J]. Natural Resources Research, 2006, 15(2): 67–84.
- [8] 赵鹏飞, 王勇, 李志明, 等. 加拿大阿尔伯达盆地油砂开发状况和评价实践[J]. 地质科技情报, 2013, 32(1): 155–162. [ZHAO P F, WANG Y, LI Z M, et al. Development status and evaluation practice of oil sands in the Alberta Basin, Canada[J]. Geological Science and Technology Information, 2013, 32(1): 155–162.]
- [9] HEIN F J, LECKIE D, LARTER S, et al. Heavy Oil and bitumen petroleum systems in Alberta and beyond: the future is nonconventional and the future is now[M]. Canada: AAPG Studio in Geology, 2013.
- [10] 刘剑波, 黄继新, 郭二鹏. 加拿大M区块浅层油砂SAGD开采盖层稳定性研究[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(5): 102–108. [LIU J B, HUANG J X, GUO E P. Study on cap rock stability during SAGD production in shallow oil sand in block M, Canada[J]. petroleum drilling techniques, 2018, 46(5): 102–108.]
- [11] MARTINIUS A W, FUSTIC M, GARNER D L, et al. Reservoir characterization and multiscale heterogeneity modeling of inclined heterolithic strata for bitumen-production forecasting, McMurray Formation, Corner, Alberta, Canada[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 82: 336–361.
- [12] CARRIGY M A. Effect of texture on the distribution of oil in the Athabasca oil sands, Alberta, Canada[J]. Journal of sedimentary petrology, 1962, 32(2): 312–325.
- [13] TAKAMURA K. Microscopic structure of Athabasca oil sand[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 1982, 60: 538–545.
- [14] MOSSOP G D, FLACH P D. Deep channel sedimentation in the Lower Cretaceous McMurray Formation, Athabasca oil sands, Alberta[J]. Sedimentology, 1983, 30(4): 493–509.
- [15] HEIN F, DOLBY G, FAIRGRIEVE B. A regional geologic framework for the Athabasca oil sands, northeastern Alberta, Canada[J]. AAPG Bulletin, 2013, 64: 207–250.
- [16] MONGER J W H, PRICE R A, TEMPLEMAN-KLUIT D J. Tectonic accretion and the origin of the two major metamorphic and plutonic belts in the Canadian Cordillera[J]. Geology, 1982, 10: 70–75.
- [17] 陈浩, 黄继新, 刘尚奇, 等. 阿萨巴斯卡油砂下白垩统McMurray组沉积演化特征[J]. 地质科技情报, 2018, 37(3): 92–98. [CHEN H, HUANG J X, LIU S Q, et al. Sedimentary evolution of the Lower Cretaceous McMurray Formation, Athabasca oil sands[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(3): 92–98.]
- [18] 张金川, 金之钧. 艾伯塔盆地深盆地气藏条件与基本特征[J]. 国外油气勘探, 1999, 11(4): 400–407. [ZHANG J C, JIN Z J. Conditions and basic characteristics of deep basin gas accumulation in Alberta Basin[J]. Foreign oil and gas exploration, 1999, 11(4): 400–407.]
- [19] THOMAS R G, SMITH D G, WOOD J M, et al. Inclined heterolithic stratification-terminology, description, interpretation and significance[J]. Sedimentary Geology, 1987, 53(1): 123–179.

- [20] FLACH P D, MOSSOP G D. Depositional environments of Lower Cretaceous McMurray Formation, Athabasca oil sands, Alberta[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1195–1207.
- [21] 尹艳树, 陈和平, 黄继新, 等. 泥质夹层的三维预测与地质模型的等效粗化表征——以加拿大麦凯河油砂储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1198–1234. [YIN Y S, CHEN H P, HUANG J X, et al. Muddy interlayer forecasting and an equivalent upscaling method based on tortuous paths: A case study of Mackay River oil sand reservoirs in Canada[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1198–1234.]
- [22] 刘亚明, 谢寅符, 张志伟, 等. 西加拿大盆地M区块层序地层与油砂资源评价[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(10): 13–21. [LIU Y M, XIE Y F, ZHANG Z W, et al. Sequence stratigraphy and evaluation of oil sands resources in block M, Western Canada Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(10): 13–21.]
- [23] 朱扬明, 梅博文, 潘志清. 储岩热解技术在石油勘探中的应用[J]. 石油勘探与开发. 1995, 22(4): 92–95. [ZHU Y M, MEI B W, PAN Z Q. Application of reservoir pyrolysis technology in petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(4): 92–95.]
- [24] 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008. [ZHU X M. Sedimentary petrology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.]
- [25] 李秀华, 夏文杰. 砂岩中的杂基类型与鉴别标志[J]. 矿物岩石. 1986(3): 34–40. [LI X H, XIA W J. Types and identification criteria of matrix bases in sandstone[J]. Mineral Rock, 1986(3): 34–40.]
- [26] DAY-STIRRAT R J, HILLIER S, NIKITIN A, et al. Natural gamma-ray spectroscopy (NGS) as a proxy for the distribution of clay minerals and bitumen in the Cretaceous McMurray Formation, Alberta, Canada[J]. Fuel, 2021(228): 119513.
- [27] 黄涛, 秦瑞宝, 余杰, 等. 加拿大阿萨巴斯卡矿区油砂饱和度测井评价新方法[J]. 中国海上油气, 2021, 33(4): 54–61. [HUANG T, QING R B, YU J, et al. A new logging evaluation method for oil sand saturation in Athabasca mining area, Canada[J]. China offshore oil and gas, 2021, 33(4): 54–61.]
- [28] BENNETT B, JIANG C. Oil-source and oil-oil correlations and the origin of the heavy oil and bitumen accumulations in northern alberta, Canada[J]. Organic Geochemistry, 2021, 153: 104199.
- [29] MOSHIER S O, WAPLES D W. Quantitative evaluation of Lower Cretaceous Mannville Group as source rock for Alberta's oil sands[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69: 161–172.
- [30] HIGLEY D K, LEWAN M D, ROBERTS L N R, et al. Timing and petroleum sources for the Lower Cretaceous Mannville Group oil sands of northern Alberta based on 4-D modeling[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(2): 203–230.
- [31] 马国庆, 余地云, 于添, 等. 阿尔伯塔盆地麦克默里组油砂的成因与来源[J/OL]. 沉积学报: 1–16. [MA G Q, YU D Y, YU T, et al. The origin and source of the McMurray oil sands in Alberta Basin[J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica: 1–16.]
- [32] FUSTIC M, STROBL R, FOWLER M, et al. Impact of reservoir heterogeneity on oil migration and the origin of oil-water contacts: McMurray Formation type section, Alberta, Canada[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 103: 216–230.
- [33] PETERS K E, MOLDOWAN J M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey: Prentice Hall, 1993.
- [34] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide: biomarker guide: biomarkers and isotopes in petroleum system and earth history[M]. Cambridge: Cambridge university press, 2005.
- [35] LARTER S, HUANG H, ADAMS J, et al. The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface: Part II—Geological controls on subsurface biodegradation fluxes and constraints on reservoir-fluid property prediction[J]. AAPG Bulletin. 2006, 90(6): 921–938.
- [36] BROOKS P W, FOWLER M G, MACQUEEN R W. Biological marker and conventional organic geochemistry of oil sands/heavy oils, Western Canada Basin[J]. Organic Geochemistry, 1988, 12(6): 519–538.
- [37] BENNETT, B. ADAMS, J. GRAY N. D, et al. The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface-Part 3. The impact of microorganism distribution on petroleum geochemical gradients in biodegraded petroleum reservoirs[J]. Organic Geochemistry, 56 (2013): 94–105.

(编辑 杨雅露)