

文章编号: 1000-0747(2022)02-0262-12 DOI: 10.11698/PED.2022.02.05

# 塔里木盆地跃参地区 YJ1X 井超深层油藏演化

杨鹏<sup>1</sup>, 刘可禹<sup>1,2</sup>, LI Zhen<sup>3</sup>, MCINNES Brent Ian Alexander<sup>3</sup>, 刘建良<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 山东青岛 266580; 2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266071; 3. John de Laeter Centre, Faculty of Science and Engineering, Curtin University, Perth WA 6485, Australia)

基金项目: 国家深地重点研发项目“塔里木盆地盐下超深层大型油气田形成机理与分布预测”(2019YFC0605500);  
中国科学院 A 类战略性先导科技专项“智能导钻技术装备体系与相关理论研究”(XDA14010401);  
国家自然科学基金委油气成藏机理创新研究群体(41821002)

**摘要:** 基于原位方解石 U-Pb 定年、原油与储集岩烃类地球化学特征对比以及流体包裹体分析, 恢复塔里木盆地塔北隆起西南部跃参地区 YJ1X 井奥陶系一间房组超深层油藏的充注与演化过程。研究表明: ①原油、游离油以及包裹体油具有相似的地球化学特征, 其对应的烃源岩在相同的沉积环境中形成; ②原油、游离油以及包裹体油具有相似的成熟度, 计算得到的等效镜质体反射率值为 0.80%~0.96%; ③储集层中识别出两种不同类型的油包裹体组合, 其中 I 类代表充注过程中最初进入圈闭、气体相对饱和的原油, II 类代表油藏发生轻微轻烃泄漏后残留的欠饱和原油; ④该油藏在距今约 425 Ma 的早泥盆世发生过 1 期油充注, 尽管在中泥盆世发生过部分轻烃泄漏, 但之后一直保存完好。该研究表明在盖层发育良好、构造相对稳定的含油气盆地超深层中存在潜在的古老油气藏, 可为下步的超深层油气勘探提供借鉴。

**关键词:** 油藏保存; 方解石 U-Pb 定年; 流体包裹体; 奥陶系; 超深层; 碳酸盐岩油藏; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.2 文献标识码: A

## Evolution of Ordovician YJ1X ultra-deep oil reservoir in the Yuecan oilfield, Tarim Basin, NW China

YANG Peng<sup>1</sup>, LIU Keyu<sup>1,2</sup>, LI Zhen<sup>3</sup>, MCINNES Brent Ian Alexander<sup>3</sup>, LIU Jianliang<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China; 2. Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China; 3. John de Laeter Centre, Faculty of Science and Engineering, Curtin University, Perth, WA 6485, Australia)

**Abstract:** Based on a combined in-situ calcite U-Pb dating, molecular geochemical correlations of reservoir oil and extract from reservoir rocks and fluid inclusion analysis, the charge and evolution history of the YJ1X ultra-deep oil reservoir of Ordovician Yijianfang Formation in the southwestern part of the Tabei Uplift has been determined systematically. (1) The reservoir oil, free oil and inclusion oil have similar geochemical characteristics and are presumably derived from marine source rock deposited in similar sedimentary environment. (2) The reservoir oil, free oil and inclusion oil have similar maturities with calculated equivalent vitrinite reflectance values in the range of 0.80%–0.96%. (3) Two types (I and II) of oil inclusion assemblages (OIA) have been identified in the reservoir, of which the type I represents the original gas-saturated oil entering the trap during the initial oil charge, whereas the type II represents undersaturated residual oil retained in the reservoir after minor leakage of light hydrocarbon. (4) The reservoir experienced oil charge only once during the Early Devonian around 425 Ma and has been well preserved after the minor light hydrocarbon leakage in the Middle Devonian. The study shows that there may be old oil and gas accumulations in ultra-deep strata of petroliferous basins with well-developed caprock and stable tectonic background.

**Key words:** oil accumulation and preservation; in-situ calcite U-Pb dating; fluid inclusion; Ordovician; ultra-deep reservoir; carbonate reservoir; Tarim Basin

引用: 杨鹏, 刘可禹, LI Zhen, 等. 塔里木盆地跃参地区 YJ1X 井超深层油藏演化[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 262-273.

YANG Peng, LIU Keyu, LI Zhen, et al. Evolution of Ordovician YJ1X ultra-deep oil reservoir in the Yuecan oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(2): 262-273.

## 0 引言

能够形成油藏的潜在含油气系统可以从太古宇一直跨越到新近系<sup>[1]</sup>，例如在距今约 2 900 Ma 的砂岩中发现油包裹体<sup>[2]</sup>以及在距今约 1 400 Ma 的沉积岩中发现油气显示<sup>[3]</sup>，但勘探发现的绝大部分具有商业开采价值油藏的形成年龄普遍小于 400 Ma<sup>[4-6]</sup>。根据 Miller<sup>[5]</sup>的研究结果，全球工业油藏的年龄中值为 29 Ma，而且超过 75% 的工业油藏都是在过去 75 Ma 间形成的。实际上，地质历史中的油藏在形成后普遍会遭受各种类型的破坏和改造作用，例如生物降解和水洗、蒸发分馏、TSR 作用（硫酸盐热化学还原作用）、热裂解、构造活动以及断层泄漏等<sup>[7]</sup>。构造活动强度和盖层的封闭能力是影响油气藏保存的两大基本因素<sup>[8-9]</sup>。热裂解作用对深层—超深层油藏的影响较大，能够促使油藏向凝析气藏或气藏转化<sup>[4, 8]</sup>。油藏中原油开始发生热裂解的温度通常认为是在 160 °C 附近<sup>[10-12]</sup>。

塔里木盆地台盆区资源潜力巨大，是中国深层—超深层油气勘探重要的前沿阵地<sup>[13-15]</sup>。台盆区海相碳酸盐岩层系位于塔里木叠合盆地的下构造层，具有地层年代古老、埋藏深度大的特点，在经历多旋回的构造叠加改造后，海相碳酸盐岩油气藏发生了复杂的破坏和改造作用<sup>[15-16]</sup>。顺北—跃参油田的发现是近年来塔里木盆地台盆区超深层海相碳酸盐岩油气勘探的一个重大突破<sup>[17-19]</sup>，其主要目的层系为埋深超过 7 000 m 的中—下奥陶统一间房组和鹰山组。与塔北地区奥陶系风化壳型油气藏不同，顺北—跃参地区奥陶系油藏属于断溶体型油藏，具有沿断裂带整体含油、差异富集的特征<sup>[17]</sup>，且在同一条断裂带上油藏之间往往相互独立。Yang 等<sup>[20]</sup>研究表明顺北地区主要经历两期重要的油气充注过程，分别发生在加里东晚期和海西中期，之后油藏便一直完好保存至今。相比较而言，跃参地区奥陶系断溶体型油藏的充注及演化历史研究却相对薄弱。

流体包裹体是封存在石英、长石和方解石等造岩矿物中的一小部分地质流体<sup>[21]</sup>，可以记录油藏在形成、改造以及破坏过程（生物降解和水洗、蒸发分馏、热裂解、TSR 作用以及断层泄漏等）中的地质信息<sup>[22-23]</sup>，并且一般不受后期地质过程的影响。详细的流体包裹体分析有助于还原不同时期充注石油的地球化学信息，揭示石油的充注历史以及次生改造过程。激光原位方解石 U-Pb 定年技术是近年来发展起来的针对低 U 含量矿物的一种高精度定年方法，能够实现对多期次

方解石的精确定年，已被广泛用于断层活动以及流体演化历史的重建等研究<sup>[24-27]</sup>。特别指出的是，当油气充注事件与方解石胶结物的形成同时发生时，少量的油珠可以被捕获在方解石的晶格缺陷中而形成原生流体（油）包裹体<sup>[28]</sup>，在这种情况下，通过研究发育原生流体（油）包裹体的方解石胶结物的形成时间，可间接获得油气充注的时间。YJ1X 井奥陶系一间房组连续取心长度接近 90 m，为研究该地区油藏充注及演化过程提供了丰富素材。因此，基于原位方解石 U-Pb 定年、原油与储集岩烃类地球化学特征以及流体包裹体分析结果，本文拟对跃参地区 YJ1X 井超深层油藏的充注与演化历史开展系统研究，以期深化对跃参地区奥陶系超深层油藏演化过程的认识，并为下步的超深层油气勘探提供借鉴。

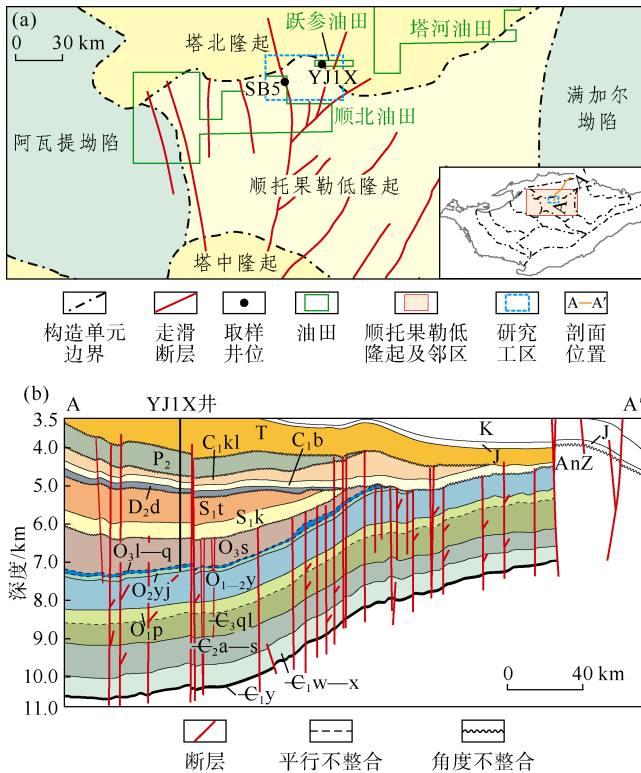
## 1 地质背景

跃参地区在南北方向上位于塔里木盆地塔北隆起和顺托果勒低隆起之间，东西方向位于阿瓦提坳陷与满加尔坳陷之间（见图 1a）。研究区自上而下钻遇地层包括第四系、新近系、古近系、下白垩统、下侏罗统、三叠系、下二叠统、下石炭统、上泥盆统、下志留统以及奥陶系。与顺北地区类似，跃参地区下古生界海相碳酸盐岩地层构成了一个完整的生-储-盖组合（见图 1b）。储集层主要发育在奥陶系一间房组（O<sub>2</sub>yj）以及鹰山组（O<sub>1-2</sub>y），储集空间类型主要为与断层相关的溶洞、溶孔以及裂缝<sup>[17, 19]</sup>。上覆的上奥陶统桑塔木组（O<sub>3</sub>s）为区域盖层，下寒武统玉尔吐斯组页岩（-C<sub>1</sub>y）是该地区主要的烃源岩<sup>[17-19, 29-31]</sup>。YJ1X 井所在位置如图 1a 所示，主要油层为奥陶系一间房组，深度范围为 7 178.54~7 260.00 m（见图 2）。油层中部（7 219.27 m）温度为 155.27 °C，地温梯度为 21.5 °C/km。油层中部压力为 81.83 MPa，压力系数为 1.13，属于正常压力油藏。YJ1X 井一间房组油层现今的地层水矿化度为 152 358~173 493 mg/L，水型为 CaCl<sub>2</sub> 型。

## 2 实验样品与分析方法

本次研究共选取 30 块 YJ1X 井奥陶系一间房组碳酸盐岩岩心样品（见图 1a），取样深度为 7 203.60~7 290.18 m，主要用于开展碳酸盐岩样品连续抽提实验、方解石脉体期次划分、原位方解石 U-Pb 定年以及流体包裹体分析。然而，由于 YJ1X 井奥陶系一间房组

碳酸盐岩储集层中部分方解石脉体较细，不宜开展原位方解石 U-Pb 定年分析，考虑到顺北地区与跃参地区具有相同的沉积环境以及流体演化历史，故选取顺北地区 SB5 井（见图 1a）奥陶系一间房组碳酸盐岩岩心样品 5 块（取样深度为 7 331.27~7 427.30 m）用于辅助开展方解石脉体期次划分以及原位方解石 U-Pb 定年分析。本次研究所用的油样取自 YJ1X 井奥陶系一间房组产层中（见图 2）。顺北地区奥陶系原油地球化学特征引自 Yang 等<sup>[20]</sup>。



K—白垩系；J—侏罗系；T—三叠系；P<sub>2</sub>—中二叠统；C<sub>1kl</sub>—下石炭统卡拉沙依组；C<sub>1b</sub>—下石炭统巴楚组；D<sub>3d</sub>—上泥盆统东河塘组；S<sub>1t</sub>—下志留统塔塔埃塔格组；S<sub>1k</sub>—下志留统柯坪塔格组；O<sub>3s</sub>—上奥陶统桑塔木组；O<sub>3l-q</sub>—上奥陶统良里塔格组和恰尔巴克组；O<sub>2yj</sub>—中奥陶统一间房组；O<sub>1-2y</sub>—中—下奥陶统鹰山组；O<sub>1p</sub>—下奥陶统蓬莱坝组；C<sub>3ql</sub>—上寒武统下丘里塔格群；C<sub>2a-s</sub>—中寒武统阿瓦塔格组和沙依里克组；C<sub>1w-x</sub>—下寒武统吾松格组和肖尔布拉克组；C<sub>1y</sub>—下寒武统玉尔吐斯组；AnZ—前震旦系

图 1 塔里木盆地构造分区简图及研究区位置图(a)、过 AA' 近北东向构造-地层结构剖面 (b) (据文献<sup>[18]</sup>修改)

碳酸盐岩样品连续抽提实验在中国科学院广州地球化学研究所完成。根据 Yu 等<sup>[32]</sup>提出的碳酸盐岩样品连续抽提流程，对 4 块 YJ1X 井碳酸盐岩岩心样品开展抽提实验以获得其中的游离油和包裹体油，取样位置如图 2 所示。本次研究中，游离油和包裹体油分别被命名为 YJ-1A、YJ-2A、YJ-3A、YJ-4A 和 YJ-1B、YJ-2B、

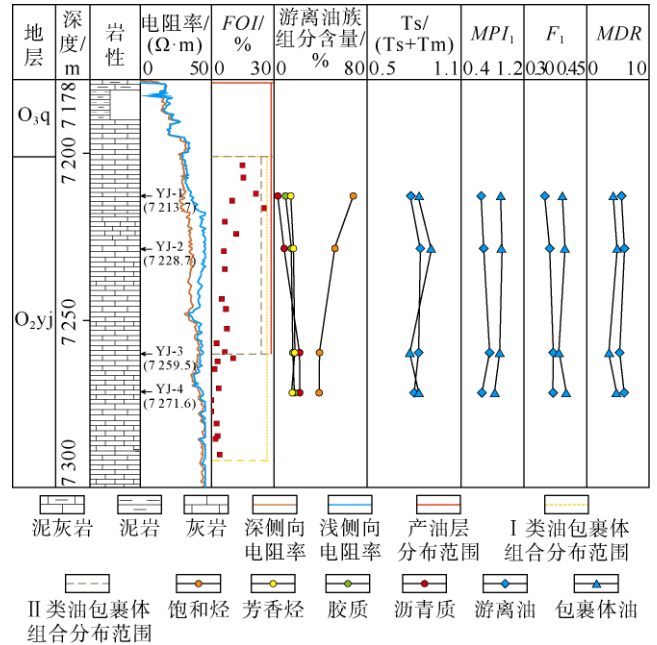


图 2 YJ1X 井奥陶系一间房组综合柱状图

YJ-3B、YJ-4B。获得的 YJ1X 井游离油、包裹体油以及产层原油用于开展色谱 (GC) 以及色谱-质谱 (GC-MS) 分析，具体实验流程参考 Yang 等<sup>[20]</sup>。

利用 Tescan 综合矿物分析仪对方解石颗粒进行识别后，在澳大利亚科廷大学 John de Laeter Centre 开展原位方解石 U-Pb 定年分析。激光剥蚀为 ASI RESOLUTION-SE 193 nm 准分子激光剥蚀系统，元素丰度测定采用 Agilent 8900 QQQ 四级杆电感耦合等离子体质谱仪。激光频率为 10 Hz，能量密度为 4.0 J/cm<sup>2</sup>，束斑直径为 87 μm，每个数据点的剥蚀时间为 60 s。原始数据利用 Lolite 3.7 软件进行处理。本次研究中，天然的方解石样品 WC-1 ((254.4±6.4) Ma)<sup>[33]</sup>作为主要的参考标样。分析数据利用 IsoplotR 程序获得 Tera-Wasserburg 谐和曲线<sup>[34]</sup>以得到样品的 U-Pb 同位素年龄。

利用 Zeiss Axio Imager A2m 偏光显微镜对 10 块碳酸盐岩岩心样品开展岩相学观察，并利用 Relion III 冷阴极装置开展阴极发光成像研究，束流电压为 15 keV，电流为 500 μA。YJ1X 井 25 块碳酸盐岩岩心样品被制备成近 80 μm 厚、双面抛光的包裹体薄片，按照 Goldstein 和 Reynolds<sup>[21]</sup>提出的 FIA(流体包裹体组合)方法，对流体包裹体开展研究。根据 Eadington 等<sup>[35]</sup>提出的方法，采用 FOI(油包裹体丰度)技术来表征不同深度碳酸盐样品中石油包裹体的丰度特征。利用 Horiba iHR320 成像光谱仪获取单个油包裹体的显微荧光光谱。利用 Linkam THMSG600 冷热台，根据 Goldstein 和 Reynolds<sup>[21]</sup>提出的循环测温流程，对流体

包裹体开展显微测温研究,其中均一温度的测量精度为 $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,冰点温度的测量精度为 $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。盐水包裹体的等效 NaCl 盐度根据 Bodnar<sup>[36]</sup>提出的公式计算。

### 3 石油地球化学特征

塔里木盆地跃参地区 YJ1X 井奥陶系超深层油藏整体上属于欠饱和挥发性油藏,原油密度为  $0.813\text{ g/cm}^3$ ,黏度为  $3.25\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,含硫量为  $0.20\%$ ,含蜡量为  $4.70\%$ ,生产气油比为  $141\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,属于低黏度、低含硫的轻质油。原油饱和烃、芳香烃、非烃以及沥青质的含量分别为  $77.8\%$ ,  $11.6\%$ ,  $7.6\%$ ,  $3.0\%$ 。岩心抽提得到的游离油中饱和烃、芳香烃、非烃以及沥青质的含量分别为  $41.0\%\sim 70.5\%$ ,  $15.1\%\sim 18.9\%$ ,  $10.5\%\sim 18.8\%$ ,  $3.9\%\sim 23.6\%$ 。随着深度增加,游离油中饱和烃的含量逐渐降低,从  $70.5\%$ 降低到  $41.0\%$ ,而胶质和沥青质的含量表现出相反的变化趋势(见图 2)。

一间房组原油、游离油和包裹体油的姥植比为  $0.30\sim 0.92$ ,表明烃源岩是在缺氧条件下形成的<sup>[1, 37]</sup>。

一间房组原油、游离油及包裹体油的 Pr(姥鲛烷)与  $n\text{C}_{17}$  的比值和 Ph(植烷)与  $n\text{C}_{18}$  的比值分别为  $0.14\sim 0.44$  与  $0.21\sim 0.50$ ,其对应的烃源岩基本上位于海相 II 型有机质分布范围内<sup>[38]</sup>,这与顺北地区奥陶系原油的地球化学特征类似(见图 3)。一间房组原油、游离油和包裹体油中均检测出  $\text{C}_{21}$  孕甾烷、 $\text{C}_{22}$  升孕甾烷、 $\text{C}_{27}\sim \text{C}_{29}$  重排甾烷以及规则甾烷等一系列甾烷标志物,并且  $\text{C}_{27}\sim \text{C}_{29}$  规则甾烷呈“V”字型分布。由图 4 可以看出,  $\text{C}_{29}$  规则甾烷的相对含量在三者中最高,这与顺北地区奥陶系原油的地球化学特征相似,表明绿藻是有机质的重要来源<sup>[39]</sup>。一间房组原油中  $\text{C}_{23}\text{TT}$ ( $\text{C}_{23}$  三环萜烷)的相对丰度最高,  $\text{C}_{20}\text{TT}/\text{C}_{23}\text{TT}$ 、 $\text{C}_{23}\text{TT}/(\text{C}_{23}\text{TT}+\text{C}_{30}\text{H})$  的值分别为  $0.57$  和  $0.81$ 。游离油中  $\text{C}_{20}/\text{C}_{23}\text{TT}$ 、 $\text{C}_{23}\text{TT}/(\text{C}_{23}\text{TT}+\text{C}_{30}\text{H})$  的值分别为  $0.24\sim 0.51$  和  $0.33\sim 0.65$ 。包裹体油的萜烷分布特征与游离油相似,  $\text{C}_{20}\text{TT}/\text{C}_{23}\text{TT}$ 、 $\text{C}_{23}\text{TT}/(\text{C}_{23}\text{TT}+\text{C}_{30}\text{H})$  的值分别为  $0.26\sim 0.99$  和  $0.21\sim 0.65$ 。特别指出的是,游离油和包裹体油中三环萜烷的相对含量随着深度增加呈逐渐下降的趋势,而五环三萜烷的相对含量则表现出相反的变化趋势,相应地,游离油、包裹体油中  $\text{C}_{23}\text{TT}/(\text{C}_{23}\text{TT}+\text{C}_{30}\text{H})$  的值也分别从  $0.65$  下降至  $0.33$ 、 $0.21$ ,这一点与游离油中饱和烃相对含量随深度增加而降低,而胶质和沥青质相对含量随深度增加而增加的变化趋势一致(见图 2)。一间房组原油、游离油以及包裹体油均位于 DBT

(二苯并噻吩)与 P(菲)的比和姥植比交会图的 2 区和 3 区附近(见图 5),与顺北地区奥陶系原油的地球化学特征比较类似,说明对应的烃源岩可能为形成于海洋环境中的页岩<sup>[40]</sup>。因此,原油、游离油以及包裹体油与顺北地区奥陶系储集层原油的地球化学特征相似,可以划分为同一油族,推测它们来自于类似沉积环境中形成的海相烃源岩。

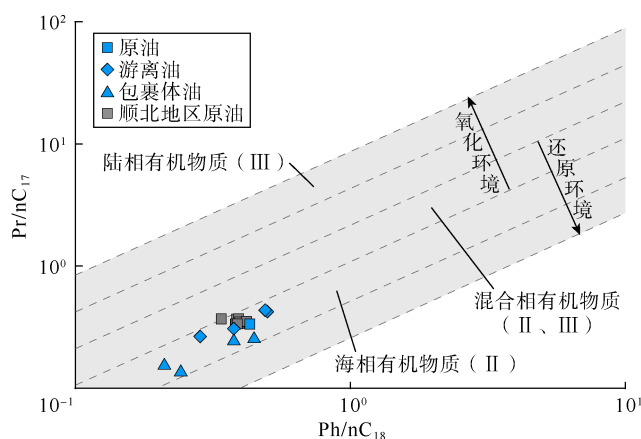


图 3 一间房组原油、游离油以及包裹体油  $\text{Pr}/n\text{C}_{18}$  与  $\text{Pr}/n\text{C}_{17}$  交会图(据文献<sup>[38]</sup>修改)

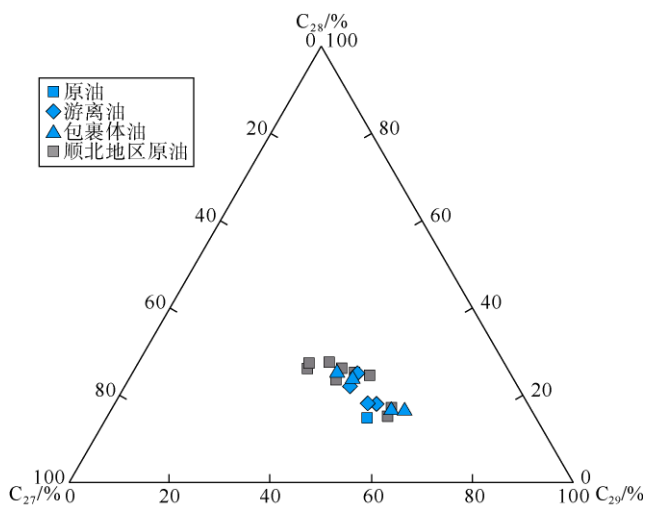


图 4 一间房组原油、游离油以及包裹体油  $\text{C}_{27}\sim \text{C}_{29}$  规则甾烷三角图

一间房组原油、游离油以及包裹体油的  $\text{C}_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  和  $\text{C}_{29}20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$  的值分别为  $0.47\sim 0.57$  和  $0.45\sim 0.55$ ,说明生成这些烃类的烃源岩成熟度已经接近或者大于生油高峰阶段的成熟度,上述参数已不能作为有效的成熟度指标<sup>[1]</sup>。 $\text{MPI}_1$  与  $F_1$  是表征高成熟烃类常用的成熟度参数<sup>[41-42]</sup>。根据  $\text{MPI}_1$  与  $F_1$  的交会图(见图 6),原油、游离油以及包裹体油全部位于交

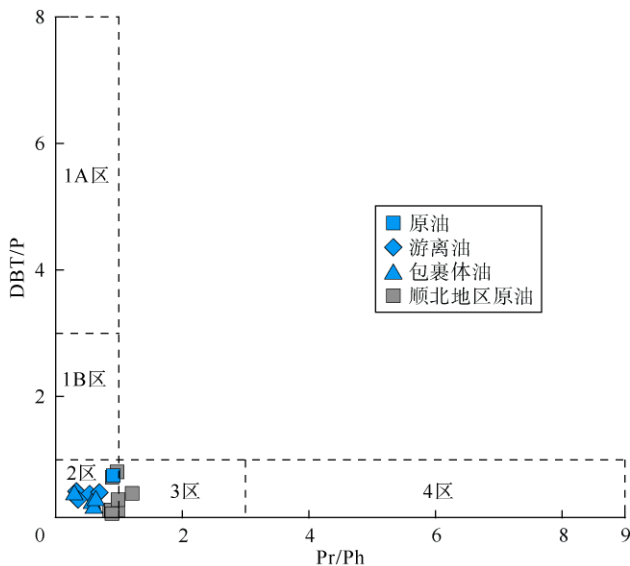


图5 一间房组原油、游离油以及包裹体油 Pr/Ph 与 DBT/P 交会图 (据文献[40]修改)

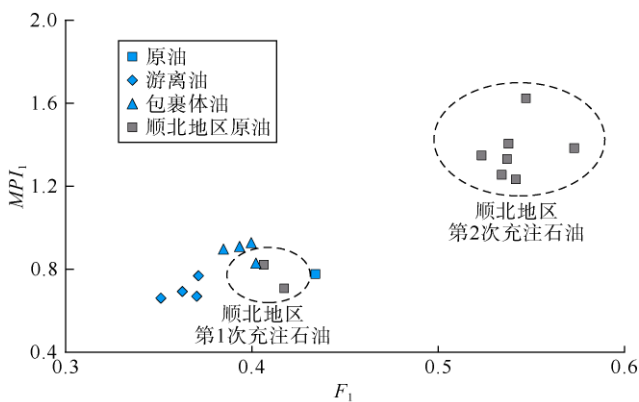


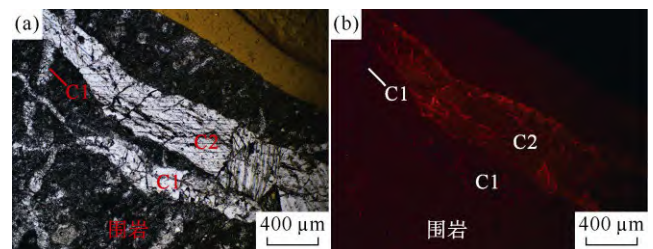
图6 一间房组原油、游离油以及包裹体油  $MPI_1$  与  $F_1$  交会图 (据文献[20]修改)

会图的左下方区域,与顺北地区奥陶系油藏第1次充注的石油特征比较接近。结合甲基菲指数  $MPI_1$  与镜质体反射率的相关性<sup>[43-44]</sup>,原油、游离油以及包裹体油的等效镜质体反射率值为 0.80%~0.96%,这与顺北地区奥陶系油藏发生第1次石油充注时烃源岩对应的成熟度 (0.82%~0.91%) 比较接近<sup>[25]</sup>。此外,游离油与包裹体油的  $Ts/(Ts+Tm)$ 、 $MPI_1$ 、 $F_1$  以及  $MDR$  (甲基二苯并噻吩比值) 等地球化学参数在数值上比较接近,且在垂向上变化幅度较小 (见图 2),表明 YJ1X 井奥陶系油藏中烃类在垂向上具有相对一致的成熟度。

#### 4 方解石胶结物 U-Pb 定年

本次研究共识别出两期方解石胶结物,分别命名为 C1 和 C2 (见图 7a、图 7b)。C1 胶结物作为裂缝充填物产出,多为中—粗晶方解石,呈块状或者马赛克

状集合体,发暗红色阴极光或者不发光。C2 方解石胶结物同样以裂缝充填物的形式出现并且切割 C1 方解石胶结物,主要由发橘黄色阴极光的块状或者马赛克状方解石集合体构成 (见图 7b)。原位方解石 U-Pb 定年结果表明,C1 方解石胶结物的形成年龄为  $(446.1 \pm 4.4)$  Ma (见图 8a),C2 方解石胶结物的形成年龄为  $(425.7 \pm 14.0)$  Ma (见图 8b)。这些年龄结果验证了不同期次方解石脉体之间的切割关系,并可为石油充注时间提供约束。

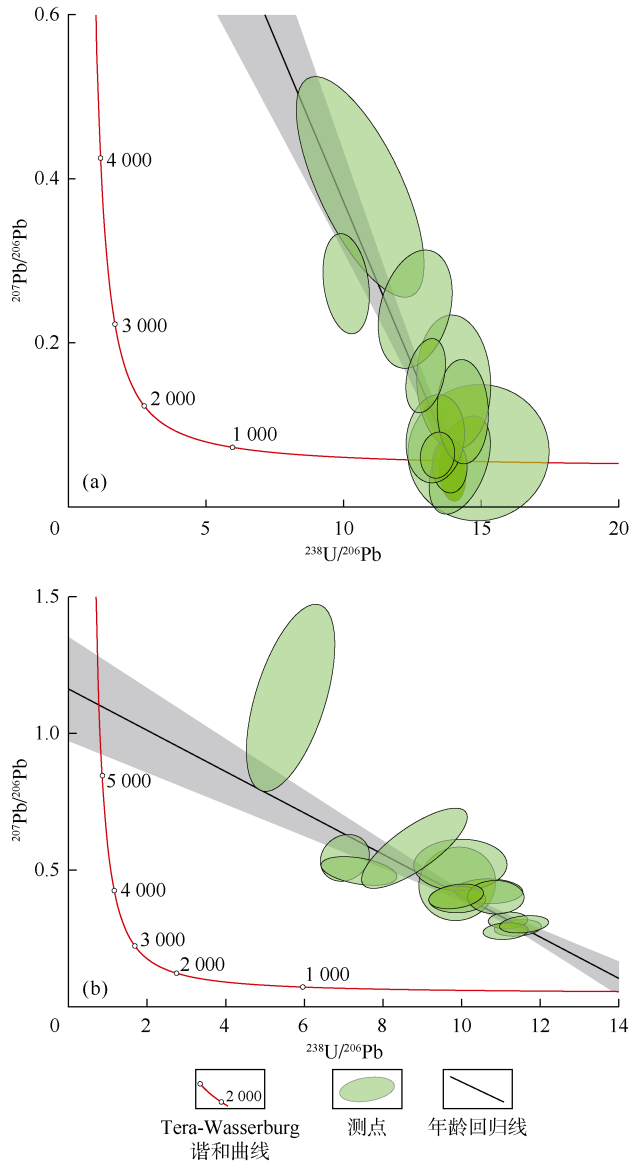


(a) SB5 井, 7427.30 m,  $O_{2yj}$ , C1 和 C2 方解石胶结物产出特征与切割关系, 单偏光; (b) SB5 井, 7427.30 m,  $O_{2yj}$ , C1 和 C2 方解石胶结物产出特征与切割关系, 阴极发光

图7 研究区主要方解石胶结物类型岩相学特征

#### 5 流体包裹体类型及成因解释

YJ1X 井奥陶系储集层中  $FOI$  (油包裹体丰度) 随深度变化的趋势如图 2 所示。油包裹体主要由两相 (气-液或者固-液) 和三相 (固-液-气) 流体包裹体组成,此外还包括少量的多相 (固相沥青-液相石油-水-气相) 和纯油流体包裹体 (见图 9)。油包裹体在单偏光下呈无色或者淡黄色,在紫外光激发下发黄白色、近白色、蓝白色以及亮蓝色荧光。油包裹体中的沥青通常沿包裹体壁分布或悬浮于油包裹体中。油包裹体主要呈椭圆形、细长形、方形或者不规则形态,直径一般为 5~15  $\mu m$ ,气体充填度一般为 5%~20%。根据油包裹体气体充填度、荧光颜色以及沥青含量的差异,本次研究共识别出两类不同的油包裹体组合: I 类和 II 类油包裹体组合,其分布范围如图 2 所示。I 类油包裹体组合的分布范围较大,基本上在所有的岩心样品中均有发育,而 II 类油包裹体组合分布范围较小,与现今产油层分布范围近乎一致。I 类油包裹体组合是指发亮蓝色荧光、气体充填度一般大于 10%、常温下呈气-液两相的油包裹体 (见图 9a、图 9b)。大部分 I 类油包裹体沿方解石胶结物中的愈合裂隙分布,少量沿着 C2 方解石胶结物的生长带集中分布 (见图 9c) 或者在方解石晶体内部零散状分布,表现出原生流体包裹体的典型特征<sup>[21]</sup>。II 类油包裹体组合是指发蓝白色、近



(a) YJ1X 井, O<sub>2</sub>yj, 7 234.71 m, 泥晶砂屑灰岩, U-Pb 同位素年龄为 (446.1±4.4) Ma, 平均标准权重偏差为 2.5, 样品数 12 个; (b) SB5 井, O<sub>2</sub>yj, 7 425.00 m, 泥晶灰岩, U-Pb 同位素年龄为 (425.7±14.0) Ma, 平均标准权重偏差为 3.4, 样品数 14 个

图 8 研究区 C1 方解石胶结物 (a) 和 C2 方解石胶结物 (b) 的 U-Pb 同位素年龄

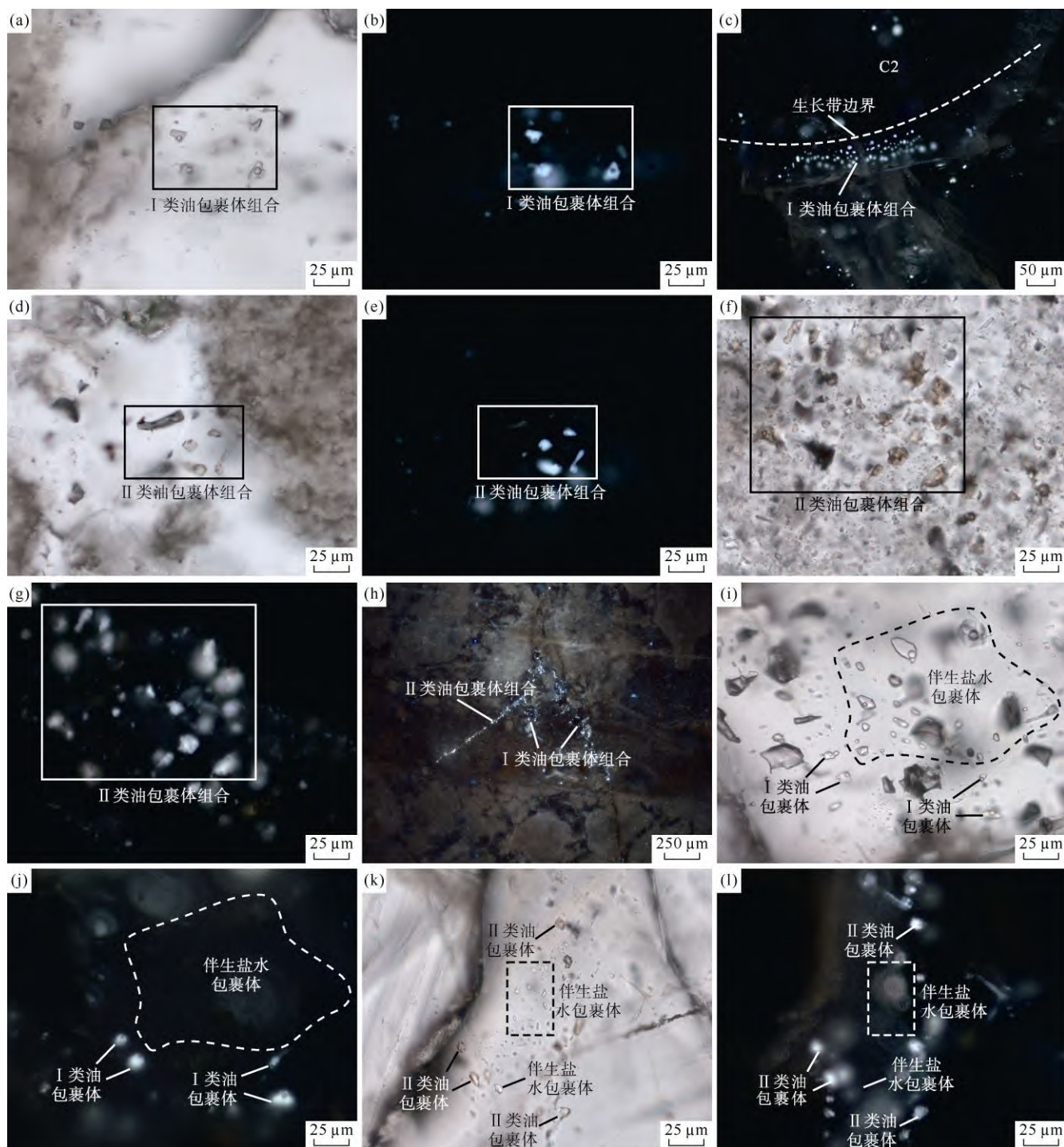
白色以及黄白色荧光、气体充填度一般小于 5%、常温下呈固-液两相或者固-液-气三相的油包裹体 (见图 9d—图 9g)。它们一般沿切割方解石晶体的愈合裂隙发育, 镜下可见 II 类油包裹体组合切割 I 类油包裹体组合的情况 (见图 9h)。随着深度的增加, II 类油包裹体组合中沥青含量逐渐增加, 而气体充填度则逐渐降低。因此, 在油藏的上部位置 II 类油包裹体组合通常由固-液-气三相流体包裹体组成 (见图 9d、图 9e), 而在油藏的下部位置, II 类油包裹体组合主要由固-液两相流体包裹体组成 (见图 9f、图 9g), 并常与孔隙中发红棕

色荧光的固体沥青相伴生。

一间房组油包裹体与原油的显微荧光光谱特征整体表现出规律性的变化 (见图 10)。I 类油包裹体显微荧光光谱的  $\lambda_{\max}$  和  $QF_{535}$  范围分别为 533.33~540.64 nm 和 1.46~1.68, 而 II 类油包裹体显微荧光光谱的  $\lambda_{\max}$  和  $QF_{535}$  分别为 538.03~560.95 nm 和 2.30~3.17。此外, 原油的显微荧光光谱的  $\lambda_{\max}$  和  $QF_{535}$  分别为 537.93 nm 和 2.00, 整体上与 II 类油包裹体的显微荧光光谱特征更为相似 (见图 10a)。根据塔北地区奥陶系储集层原油  $QF_{535}$  与相对密度的相关关系 (见图 10b), I 类包裹体油对应的相对密度为 0.808~0.815 g/cm<sup>3</sup>, II 类包裹体油对应的相对密度为 0.825~0.862 g/cm<sup>3</sup>。本次研究对 10 组流体包裹体组合开展显微测温研究 (见表 1、图 11), 共包括 133 个油包裹体以及 63 个伴生的盐水包裹体 (见图 9i—图 9l)。I 类油包裹体  $T_h$  值分布于 87.2~116.9 °C, 众数为 90~95 °C (见图 11a), 对应的盐水包裹体  $T_h$  值分布于 90.5~115.6 °C,  $T_m$  值为 -7.5~-3.5 °C (见图 11b), 计算得到的等效 NaCl 盐度为 5.7~11.1%, 平均值为 8.5%。II 类油包裹体  $T_h$  值跨度较大, 从 28.0 °C 一直变化到 70.2 °C, 众数为 50~55 °C, 对应的盐水包裹体  $T_h$  值和  $T_m$  值分别为 85.2~111.5 °C 和 -14.9~-14.2 °C, 计算得到的等效 NaCl 盐度为 18.0~18.6%, 平均值为 18.3%。

包裹体油的荧光颜色作为烃类的热成熟度指标已经得到了广泛的应用<sup>[45]</sup>。随着热成熟度增加, 包裹体油的荧光颜色通常表现出由黄色到蓝色的变化, 对应的荧光光谱表现出“蓝移”的特征。由图 10a 可以看出, 相对于 II 类包裹体油和原油, I 类包裹体油的荧光光谱明显发生了“蓝移”, 表明 I 类包裹体油对应的成熟度应比 II 类包裹体油和原油所对应的成熟度高。然而, 该结论明显与上文根据芳香烃化合物计算得到的包裹体油成熟度结果相悖 (见图 2、图 6)。实际上, 样品 YJ-1B、YJ-2B 以及 YJ-3B 的包裹体油由 I 类和 II 类两类包裹体油组成, 根据芳香烃化合物计算得到的包裹体油成熟度应代表 I 类和 II 类包裹体油的“平均”或者“混合”成熟度, 而 YJ-4B 的包裹体油主要由 I 类包裹体油组成, 其基本代表 I 类包裹体油对应的成熟度。但由图 2 和图 6 可以看出, YJ-1B—YJ-4B 样品的一系列与成熟度相关的地球化学参数在垂向上比较接近, 并未表现出变化趋势, 由此可以推断这两类包裹体油可能具有相似的成熟度, 并代表同一期油气充注事件。

Cheng 等<sup>[46]</sup>和马安来等<sup>[47]</sup>认为顺北和跃参地区的



(a) 7 229.30 m, 亮蓝色荧光气-液两相 I 类油包裹体, 气体充填度大于 10%,  $\lambda_{\max}=533.59$  nm,  $QF_{535}=1.46$ , 单偏光; (b) 7 229.30 m, 亮蓝色荧光气-液两相 I 类油包裹体, 气体充填度大于 10%,  $\lambda_{\max}=533.59$  nm,  $QF_{535}=1.46$ , UV 荧光; (c) 7 213.68 m, 亮蓝色荧光 I 类油包裹体沿着 C2 方解石胶结物颗粒生长带边缘发育, 表现出典型原生包裹体的特征, UV 荧光; (d) 7 213.68 m, 蓝白色荧光固-液-气三相 II 类油包裹体, 少量固体沥青沿包裹体壁发育, 气体充填度一般小于 5%,  $\lambda_{\max}=538.03$  nm,  $QF_{535}=2.30$ , 单偏光; (e) 7 213.68 m, 蓝白色荧光固-液-气三相 II 类油包裹体, 少量固体沥青沿包裹体壁发育, 气体充填度一般小于 5%,  $\lambda_{\max}=538.03$  nm,  $QF_{535}=2.30$ , UV 荧光; (f) 7 259.52 m, 近白色荧光固-液两相或者固-液-气三相 II 类油包裹体, 固体沥青含量较高, 沿包裹体壁发育或者漂浮在包裹体油中, 气体充填度一般小于 5%,  $\lambda_{\max}=555.49$  nm,  $QF_{535}=3.03$ , 单偏光; (g) 7 259.52 m, 近白色荧光固-液两相或者固-液-气三相 II 类油包裹体, 固体沥青含量较高, 沿包裹体壁发育或者漂浮在包裹体油中, 气体充填度一般小于 5%,  $\lambda_{\max}=555.49$  nm,  $QF_{535}=3.03$ , UV 荧光; (h) 7 220.51 m, 蓝白色荧光 II 类油包裹体切割亮蓝色荧光的 I 类油包裹体, UV 荧光; (i) 7 229.30 m, 亮蓝色荧光 I 类油包裹体与同期的盐水包裹体相伴生, 单偏光; (j) 7 229.30 m, 亮蓝色荧光 I 类油包裹体与同期的盐水包裹体相伴生, UV 荧光; (k) 7 261.32 m, 蓝白色荧光 II 类油包裹体与同期的盐水包裹体相伴生, 单偏光; (l) 7 261.32 m, 蓝白色荧光 II 类油包裹体与同期的盐水包裹体相伴生, UV 荧光

图 9 YJ1X 井奥陶系一间房组油包裹体显微特征

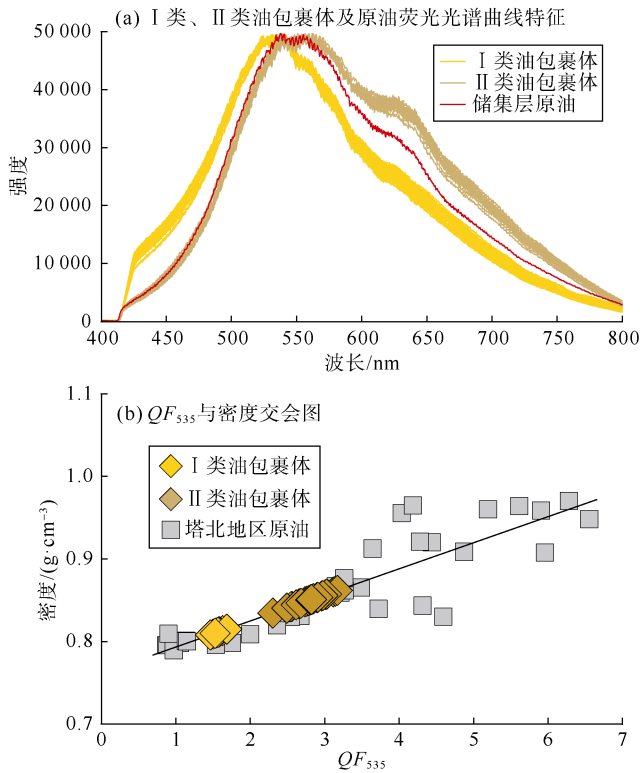


图 10 油包裹体、原油荧光光谱及密度特征

表 1 YJ1X 井奥陶系储集层流体包裹体显微测温数据

类型	油包裹体		伴生盐水包裹体	
	$T_h/^\circ\text{C}$	$T_h/^\circ\text{C}$	$T_m/^\circ\text{C}$	盐度/%
I类	87.2~116.9 (79)	90.5~115.6 (26)	-7.5~-3.5 (9)	5.7~11.1 8.5
II类	28.0~70.2 (54)	85.2~111.5 (37)	-14.9~-14.2 (10)	18.0~18.6 18.3

注：分子为数值范围，分母为平均值，括号内为样品数量

储集层原油并未受到生物降解和水洗、蒸发分馏和 TSR 作用的影响。因此，生物降解和水洗、蒸发分馏以及 TSR 作用并未参与油藏的改造或者破坏过程。原油热裂解作用是形成两类油包裹体的另一重要机制。地层抬升剥蚀和岩浆活动热事件被认为是导致塔里木盆地二叠纪地层温度异常升高的原因<sup>[48-49]</sup>。1 维盆地模拟结果<sup>[25]</sup>却表明顺北地区油层原油在二叠纪并未受到热裂解的影响，现今的地层温度是顺北地区奥陶系地层所经历的最大地层温度。顺北地区奥陶系油藏油层中部地层温度 157.8~162.6 °C<sup>[20]</sup>，接近原油热裂解的门槛温度，原油可能会发生轻微热裂解。同样，YJ1X 井油层中部现今的地层温度为 155.27 °C，在此温度下，原油不可能发生显著的热裂解作用。Ping 等<sup>[50]</sup>指出原油热裂解作用通常会引起同一流体包裹体组合内油包裹体发生荧光颜色的“蓝移”、焦沥青的相对含量及气体充填度的增加等现象，然而，上述这些特征明显与本文观察到的油包裹体岩相学特征不相符。因此，原油热裂解

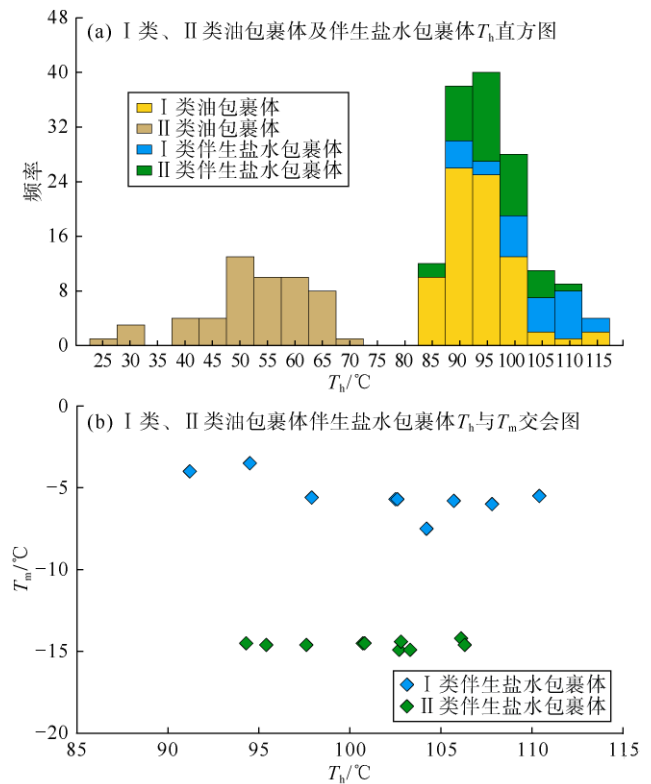


图 11 流体包裹体显微测温特征

作用并非 I 类和 II 类两类油包裹体组合的主要成因。

断层泄漏可以引起储集层压力瞬间急剧下降，从而导致原油中轻烃组分的散失以及胶质和沥青质的沉淀<sup>[51-53]</sup>，I 类油包裹体组合主要是由气-液两相流体包裹体组成，且气体充填度通常大于 10%。显微测温过程中这些油包裹体均一呈液相，表明这些油包裹体是以纯液相捕获的。I 类油包裹体  $T_h$  值的分布区间与伴生的盐水包裹体  $T_h$  值的分布区间近似一致（见表 1、图 11a），说明这些油包裹体是在油层原油中气体接近饱和状态下捕获的<sup>[49-50]</sup>。II 类油包裹体组合主要由固-液两相和三相油包裹体组成，气体充填度一般小于 5%。II 类油包裹体中的沥青通常沿包裹体壁分布或悬浮于油中，其相对含量随着深度增加而逐渐增加。在显微测温过程中 II 类油包裹体通常由三相变成固-液两相，这些现象说明 II 类油包裹体可能是非均一相捕获的。II 类油包裹体的  $T_h$  值普遍小于伴生盐水包裹体的  $T_h$  值（见表 1、图 11a），这可能说明被捕获的原油处于气体欠饱和状态<sup>[54-55]</sup>。油层原油的荧光特征基本与 II 类油包裹体的荧光特征类似（见图 10），以及现今产油层与 II 类油包裹体组合分布区域的下部边界近乎一致（见图 2），说明 II 类油包裹体捕获的石油与现今油层中的原油特征基本一致，II 类油包裹体可能记录了油藏中最后一次石油充注、调整或者改造事件的发生。



相对于 I 类油包裹体组合, II 类油包裹体组合的分布范围明显减小(见图 2), 这也表明油藏中原油曾发生过轻烃泄漏。游离油中胶质和沥青质的相对含量以及游离油和包裹体油中三环萜烷与五环三萜烷的相对含量随深度的变化表明油藏中原油曾发生过重力分异, 相对较重的胶质和沥青质组分逐渐聚集到油藏的下部。基于以上分析, 推断断层微泄漏作用是两类油包裹体形成的主要原因, 其中 I 类油包裹体组合记录了初始气饱和原油的充注过程, 而 II 类油包裹体组合反映在发生断层微泄漏后残余油藏中气欠饱和原油的特征。

## 6 YJ1X 井奥陶系油藏的充注历史与保存

本次研究的一些 C2 方解石胶结物中发育的 I 类油包裹体在岩相学上表现出原生流体包裹体的特征(见图 9c), 说明这些原生油包裹体的形成时间可能与方解石胶结物的形成时间一致, 从而可以用来指示油气充注事件的发生时间。因此, C2 方解石胶结物形成时( $425.7 \pm 14.0$  Ma) 伴随着油气充注事件的发生。通常情况下, 油气充注时间是将油包裹体伴生盐包裹体的  $T_h$  值投影到盆地埋藏史曲线上来确定<sup>[56]</sup>。考虑到方解石中流体包裹体发生再平衡作用的潜在效应<sup>[21, 57-59]</sup>, 选择油包裹体伴生盐包裹体的最小值代表其最小捕获温度。由图 12 可以看出, I 类油包裹体的捕获时间发生在距今 415 Ma 的早泥盆世( $T_1$ ), 该年龄与 C2 方解石胶结物的形成年龄相当; II 类油包裹体的捕获时间发生在距今 384 Ma 的中泥盆世( $T_2$ ), 代表发生部分轻烃泄漏之后残余油藏的形成时间。结合研究区构造演化历史, YJ1X 井奥陶系超深层油藏的形成和演化历史可以划分为以下 3 个阶段。

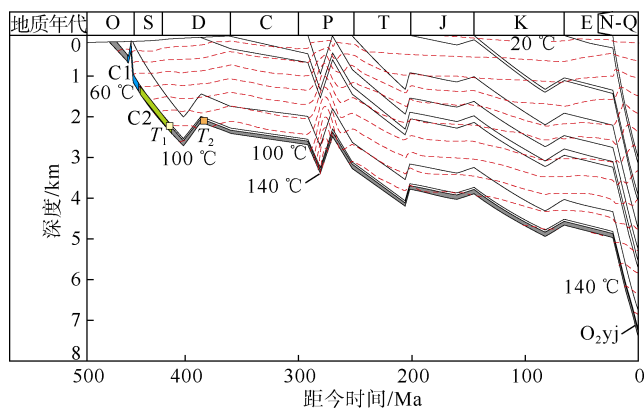


图 12 研究区典型井埋藏史-热演化史图

### 6.1 石油充注阶段

加里东早期(寒武纪—早奥陶世), 塔北地区发育稳定的台地相碳酸盐岩地层, 并在与沉积间断相关的

不整合和大气淡水岩溶作用的影响下, 形成广泛发育的岩溶型储集层。加里东中期(奥陶纪), 受到塔中隆起与塔北隆起整体隆升的影响, 跃参地区形成近南北向的构造低隆带, 并广泛发育断穿寒武系的北东向和北西向走滑断层。晚奥陶世, 伴随着桑塔木组巨厚泥岩的沉积, 跃参地区地区形成完整的生-储-盖组合<sup>[17, 19, 29]</sup>。加里东晚期(志留纪), 跃参地区下寒武统玉尔吐斯组( $-C_{1y}$ )快速沉降促使有机质成熟生油<sup>[19-20]</sup>。石油沿近于直立的走滑断层向上运移, 进入奥陶系和志留系圈闭形成大型油藏。YJ1X 井奥陶系油藏油气充注事件发生在距今约 425 Ma, 对应烃源岩的等效镜质体反射率值小于或者等于 0.9%, 相当于生油窗的早期阶段。石油中的天然气接近饱和, 并被 I 类油包裹体组合记录。

### 6.2 油藏泄漏阶段

加里东晚期—海西早期(志留纪—泥盆纪), 跃参地区整体抬升, 并继承发育一系列大型走滑断裂带, 向上扩展至中—下泥盆统<sup>[17, 19, 29]</sup>。强烈的构造隆升导致该地区地层发生大规模的剥蚀作用<sup>[60-61]</sup>。上覆的志留系油藏由于缺乏优质盖层而经历严重的生物降解作用, 导致志留系沥青砂岩的广泛发育<sup>[62]</sup>。相比而言, 下伏的奥陶系油藏由于埋深较大且保存条件较好, 未受到生物降解作用的影响。但该地区的构造隆升以及活动的走滑断层破坏了奥陶系油藏的完整性并导致地层压力急剧下降。当地层压力降至产层原油的泡点压力时, 原油中的轻烃组分就会沿着盖层中的破裂处或相对高孔渗部位向上发生泄漏。轻烃组分的挥发破坏了原油中非极性组分的平衡状态, 导致胶质分子脱离沥青质分子的表面以建立新的热动力学平衡。与此同时, 沥青分子为了降低总表面自由能会发生凝结作用, 并且当凝结程度能够克服布朗悬浮力时便出溶形成沉淀物<sup>[51-52]</sup>。这些出溶的沥青质以及胶质沉淀在重力的作用下, 逐渐向油藏的下部汇聚, 导致油藏下部的原油中含有更多的胶质和沥青质。因此, YJ1X 井奥陶系超深层油藏下部的游离油以及捕获的 II 类油包裹体中含有更多的胶质和沥青质(见图 2、图 9d—图 9g)。另外, 扩散作用在漫长的地质演化过程中也可以使气和轻烃组分发生泄漏, 导致油藏的成分发生变化。

### 6.3 油藏保存阶段

晚泥盆世, 随着海水侵入顺托果勒地区以及上泥盆统东河塘组的沉积, 海西早期造山运动结束<sup>[60]</sup>。地层的持续沉降使得残余油藏得以保存下来, 但油柱高度明显小于最初原油充注时的高度(见图 2)。海西中—晚期(石炭纪—二叠纪), 跃参地区由拉张应力环境

转为挤压应力环境,发育挤压性或者压扭性断裂,构造格局基本与海西早期类似。海西中—晚期被认为是塔北地区油气充注的重要阶段,在英买力、哈拉哈塘、塔河以及顺北油田均发现在该时期发生大规模油气充注的证据<sup>[7, 20, 63-64]</sup>。然而,该期油气充注对跃参地区 YJ1X 井奥陶系超深层油藏的贡献较小,地球化学以及油包裹体方面也未发现明显证据。原因可能有以下两点<sup>[61, 65]</sup>:一是跃参地区发育多组“X”形共轭走滑断层,其主要活动时期是在加里东中期—海西早期,在海西中—晚期活动相对较弱,故油气充注强度也相应较低;二是 YJ1X 井位于次级走滑断裂上,储集层与通源断裂的连通性较差,故后期油气充注强度也相对较低。印支期—燕山期(三叠纪—白垩纪),跃参地区整体处于持续沉降的构造格局,后期多幕构造运动也并未对本区产生重要影响,直至喜马拉雅晚期(新近纪—第四纪),跃参地区形成现今的构造格局<sup>[17, 29]</sup>。与此同时,跃参地区背景热流处于不断降低的状态<sup>[66-67]</sup>,即使 YJ1X 井奥陶系超深层油藏现今油层深度超过 7 000 m,但油层中部的温度仅为 155 °C 左右,在此条件下, YJ1X 井奥陶系油藏中的原油仍以液态形式存在,并未发生显著的热裂解作用。此外, YJ1X 井一间房组油层的地层水为 CaCl<sub>2</sub> 型,表示该地区油藏的封闭性良好。现今地层水的矿化度为 152 358~173 493 mg/L,这与 II 类油包裹体伴生的盐水包裹体的盐度比较相近(18.0%~18.6%),说明自 II 类油包裹体捕获后, YJ1X 井奥陶系油藏可能一直处于相对封闭状态。

因此, YJ1X 井奥陶系油藏仅在距今约 425 Ma 的早泥盆世发生过一次石油充注,尽管在海西早期(中泥盆世)发生过少量轻烃损失,但之后油藏基本上保存完好。该油藏具有早期浅层成藏、后期深埋保存的成藏模式,油藏能够保存至今归因于稳定的构造环境、较低的地温条件以及良好的盖层封闭性。

## 7 结论

塔里木盆地跃参地区 YJ1X 井奥陶系超深层油藏原油、游离油和包裹体油等烃类属于同一油族,来自于相同沉积环境中形成的海相烃源岩。油层原油、游离油和包裹体油等烃类具有相似的成熟度,其等效镜质体反射率约为 0.80%~0.96%。

储集层中识别出两种不同类型的油包裹体组合,其中 I 类油包裹体代表充注过程中最初进入圈闭气体相对饱和的原油, II 类油包裹体代表油藏发生轻微轻烃泄漏后残留的欠饱和原油。 YJ1X 井奥陶系超深层油

藏的形成时间为距今约为 425 Ma 的早泥盆世,尽管在海西早期(中泥盆世)遭受过轻微轻烃损失,但整体上为一保存相对完好的原生油藏。

该研究表明在一些构造环境稳定、地温条件较低以及盖层封闭性良好的古老克拉通盆地中可以发育约 400 Ma 的原生油藏,这些油藏具有早期浅层成藏、后期深埋保存的成藏模式。这类油气藏的研究可以深化对古老油气藏形成与保存机制的认识,并为下步的深层—超深层油气勘探工作提供借鉴。

致谢:笔者感谢北京大学能源研究院金之钧院士、中国石油勘探开发研究院张水昌教授对本次研究给与的支持、澳大利亚科廷大学 Kai Rankenburg 和 Noreen J. Evans 博士以及中国科学院广州地球化学研究所于双副研究员在原位方解石 U-Pb 定年分析以及碳酸盐岩样品抽提实验中提供的帮助。

符号注释:

$F_1$ ——甲基菲比值;  $FOI$ ——油包裹体丰度, %;  $MDR$ ——甲基二苯并噻吩比值;  $MPI_1$ ——甲基菲指数;  $QF_{535}$ ——波长 750 nm 和波长 535 nm 所限定的积分面积与波长 535 nm 和波长 430 nm 所限定的积分面积之比;  $T_1$ ——石油充注时间, Ma;  $T_2$ ——残余油藏形成时间, Ma;  $T_h$ ——均一温度, °C;  $T_m$ ——冰点温度, °C;  $\lambda_{max}$ ——最大强度波长, nm。

参考文献:

- [1] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [2] DUTKIEWICZ A, RASMUSSEN B, BUICK R. Oil preserved in fluid inclusions in Archaean sandstones[J]. Nature, 1998, 395(6705): 885-888.
- [3] JACKSON M J, POWELL T G, SUMMONS R E, et al. Hydrocarbon shows and petroleum source rocks in sediments as old as  $1.7 \times 10^9$  years[J]. Nature, 1986, 322(6081): 727-729.
- [4] BOIS C, BOUCHE P, PELET R. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(9): 1248-1270.
- [5] MILLER R G. The global oil system: The relationship between oil generation, loss, half-life, and the world crude oil resource[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(4): 489-500.
- [6] KLEMME H D, ULMISHEK G F. Effective petroleum source rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors[J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(12): 1809-1851.
- [7] NALIVKIN V D, GOL'DBERG I S, KRUGLIKOV N M, et al. Destructive processes affecting oil and gas pools and estimation of the hydrocarbon loss[J]. International Geology Review, 1984, 26(10): 1185-1198.
- [8] MACGREGOR D S. Factors controlling the destruction or preservation of giant light oilfields[J]. Petroleum Geoscience, 1996, 2(3): 197-217.
- [9] ZHU G Y, ZHANG S C, LIU K Y, et al. A well-preserved 250 million-year-old oil accumulation in the Tarim Basin, western China: Implications for hydrocarbon exploration in old and deep basins[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 43: 478-488.

- [10] BEHAR F, KRESSMANN S, RUDKIEWICZ J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19(1/3): 173-189.
- [11] PEPPER A S, DODD T A. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: Oil-gas cracking[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(3): 321-340.
- [12] ZHU G Y, ZHANG S C, SU J, et al. The occurrence of ultra-deep heavy oils in the Tabei Uplift of the Tarim Basin, NW China[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 52: 88-102.
- [13] 李建忠, 陶小晚, 白斌, 等. 中国海相超深层油气地质条件、成藏演化及有利勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 52-67.  
LI Jianzhong, TAO Xiaowan, BAI Bin, et al. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 52-67.
- [14] 魏国齐, 朱永进, 郑剑锋, 等. 塔里木盆地寒武系盐下构造-岩相古地理、规模源储分布与勘探区带评价[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1114-1126.  
WEI Guoqi, ZHU Yongjin, ZHENG Jianfeng, et al. Tectonic-lithofacies paleogeography, large-scale source-reservoir distribution and exploration zones of Cambrian subsalt formation, Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1114-1126.
- [15] 丁志文, 汪如军, 陈方方, 等. 断溶体油气藏成因、成藏及油气富集规律: 以塔里木盆地哈拉哈塘油田塔河南岸地区奥陶系为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(2): 286-296.  
DING Zhiwen, WANG Rujun, CHEN Fangfang, et al. Origin, hydrocarbon accumulation and oil-gas enrichment of fault-karst carbonate reservoirs: A case study of Ordovician carbonate reservoirs in in South Tahe area of Halahatang oilfield, Tarim Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(2): 286-296.
- [16] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究与主要发展方向[J]. *石油学报*, 2015, 36(12): 1457-1469.  
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [17] 焦方正. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(2): 207-216.  
JIAO Fangzheng. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(2): 207-216.
- [18] 顾忆, 万旸璐, 黄继文, 等. “大埋深、高压”条件下塔里木盆地超深层油气勘探前景[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(2): 157-164.  
GU Yi, WAN Yanglu, HUANG Jiwen, et al. Prospects for ultra-deep oil and gas in the “deep burial and high pressure” Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2019, 41(2): 157-164.
- [19] 漆立新. 塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 102-111.  
QI Lixin. Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 102-111.
- [20] YANG P, LIU K Y, LIU J L, et al. Petroleum charge history of deeply buried carbonate reservoirs in the Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin, West China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 128: 105063.
- [21] GOLDSTEIN R H, REYNOLDS T J. Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals[M]. Broken Arrow: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1994.
- [22] THIÉRY R, PIRONON J, WALGENWITZ F, et al. Individual characterization of petroleum fluid inclusions (composition and P-T trapping conditions) by microthermometry and confocal laser scanning microscopy: Inferences from applied thermodynamics of oils[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2002, 19(7): 847-859.
- [23] LI K K, GEORGE S C, CAI C F, et al. Fluid inclusion and stable isotopic studies of thermochemical sulfate reduction: Upper Permian and Lower Triassic gasfields, northeast Sichuan Basin, China[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2019, 246: 86-108.
- [24] LI Q, PARRISH R R, HORSTWOOD M S A, et al. U-Pb dating of cements in Mesozoic ammonites[J]. *Chemical Geology*, 2014, 376(6): 76-83.
- [25] ROBERTS N M W, WALKER R J. U-Pb geochronology of calcite-mineralized faults: absolute timing of rift-related fault events on the northeast Atlantic margin[J]. *Geology*, 2016, 44(7): 531-534.
- [26] NURIEL P, WEINBERGER R, KYLANDER-CLARK A R C, et al. The onset of the Dead Sea transform based on calcite age-strain analyses[J]. *Geology*, 2017, 45(7): 587-590.
- [27] GODEAU N, DESCHAMPS P, GUIHOU A, et al. U-Pb dating of calcite cement and diagenetic history in microporous carbonate reservoirs: Case of the Urgonian Limestone, France[J]. *Geology*, 2018, 46(3): 247-250.
- [28] YANG P, LIU K Y, LI Z, et al. Direct dating Paleo-fluid flow events in sedimentary basins[J]. *Chemical Geology*, 2022, 588: 120642.
- [29] 漆立新. 塔里木盆地顺北果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 38-51.  
QI Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole uplift, Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 38-51.
- [30] HUANG H P, ZHANG S C, SU J. Geochemistry of tri- and tetracyclic terpanes in the Palaeozoic oils from the Tarim Basin, northwest China[J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(11): 7014-7025.
- [31] ZHU G Y, CHEN F R, WANG M, et al. Discovery of the lower Cambrian high-quality source rocks and deep oil and gas exploration potential in the Tarim Basin, China[J]. *AAPG Bulletin*, 2018, 102(10): 2123-2151.
- [32] YU S, PAN C C, WANG J J, et al. Molecular correlation of crude oils and oil components from reservoir rocks in the Tazhong and Tabei uplifts of the Tarim Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2011, 42(10): 1241-1262.
- [33] ROBERTS N M W, RASBURY E T, PARRISH R R, et al. A calcite reference material for LA-ICP-MS U-Pb geochronology[J]. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2017, 18(7): 2807-2814.
- [34] VERMEESCH P. Isoplot R: A free and open toolbox for geochronology[J]. *Geoscience Frontiers*, 2018, 9(5): 1479-1493.
- [35] EADINGTON P J, LISK M, KRIEGER F W. Identifying oil well sites: United States patent 5543616[P]. 1996-08-06.
- [36] BODNAR R J. Revised equation and table for determining the freezing point depression of H<sub>2</sub>O-NaCl solutions[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1993, 57(3): 683-684.
- [37] DIDYK B M, SIMONEIT B R T, BRASSELL S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation[J]. *Nature*, 1978, 272(5650): 216-222.
- [38] CONNAN J, CASSOU A M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(1): 1-23.
- [39] HUANG W Y, MEINSCHEIN W G. Sterols as ecological indicators[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, 43(5): 739-745.
- [40] HUGHES W B, HOLBA A G, DZOU L I P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59(17): 3581-3598.
- [41] RADKE M, WELTE D H, WILLSCH H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1982, 46(1): 1-10.
- [42] KVALHEIM O M, CHRISTY A A, TELNÆS N, et al. Maturity determination of organic matter in coals using the methylphenanthrene distribution[J]. *Geochimica et Cosmochimica*

- Acta, 1987, 51(7): 1883-1888.
- [43] RADKE M, WELTE D H. The Methylphenanthrene Index (MPI): A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons[M]//BJOROY M. Advances in Organic Geochemistry 1981. Hoboken: John Wiley and Sons Limited, 1983: 504-512.
- [44] BOREHAM C J, CRICK I H, POWELL T G. Alternative calibration of the Methylphenanthrene Index against vitrinite reflectance: Application to maturity measurements on oils and sediments[J]. Organic Geochemistry, 1988, 12(3): 289-294.
- [45] MCLIMANS R K. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs[J]. Applied Geochemistry, 1987, 2(5/6): 585-603.
- [46] CHENG B, LIU H, CAO Z C, et al. Origin of deep oil accumulations in carbonate reservoirs within the north Tarim Basin: Insights from molecular and isotopic compositions[J]. Organic Geochemistry, 2020, 139: 103931.
- [47] 马安来, 金之钧, 李慧莉, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层油藏蚀变作用及保存[J]. 地球科学, 2020, 45(5): 1737-1753.  
MA Anlai, JIN Zhijun, LI Huili, et al. Secondary alteration and preservation of ultra-deep Ordovician oil reservoirs of North Shuntuoguole area of Tarim Basin, NW China[J]. Earth Science, 2020, 45(5): 1737-1753.
- [48] LI D X, YANG S F, CHEN H L, et al. Late Carboniferous crustal uplift of the Tarim plate and its constraints on the evolution of the Early Permian Tarim Large Igneous Province[J]. Lithos, 2014, 204: 36-46.
- [49] XU Y G, WEI X, LUO Z Y, et al. The early Permian Tarim large igneous province: Main characteristics and a plume incubation model[J]. Lithos, 2014, 204: 20-35.
- [50] PING H W, CHEN H H, THIÉRY R, et al. Effects of oil cracking on fluorescence color, homogenization temperature and trapping pressure reconstruction of oil inclusions from deeply buried reservoirs in the northern Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 80: 538-562.
- [51] HIRSCHBERG A, DE JONG L N J, SCHIPPER B A, et al. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, 24(3): 283-293.
- [52] HAMMAMI A, PHELPS C H, MONGER-MCCLURE T, et al. Asphaltene precipitation from live oils: An experimental investigation of onset conditions and reversibility[J]. Energy & Fuels, 2000, 14(1): 14-18.
- [53] PING H W, LI C Q, CHEN H H, et al. Overpressure release: Fluid inclusion evidence for a new mechanism for the formation of heavy oil[J]. Geology, 2020, 48(8): 803-807.
- [54] PIRONON J. 成油环境中的流体包裹体: 分析步骤与 PTX 重建[J]. 岩石学报, 2004, 20(6): 1333-1342.  
PIRONON J. Fluid inclusions in petroleum environments: Analytical procedure for PTX Reconstruction[J]. Acta Petrologica Sinica, 2004, 20(6): 1333-1342.
- [55] NEDKVITNE T, KARLSEN D A, BJØRLYKKE K, et al. Relationship between reservoir diagenetic evolution and petroleum emplacement in the Ula Field, North Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 1993, 10(3): 255-270.
- [56] KARLSEN D A, NEDKVITNE T, LARTER S R, et al. Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: Application to elucidation of petroleum reservoir filling history[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57(15): 3641-3659.
- [57] LARSON L T, MILLER J D, NADEAU J E, et al. Two sources of error in low temperature inclusion homogenization determination, and corrections on published temperatures for the East Tennessee and Laisvall deposits[J]. Economic Geology, 1973, 68(1): 113-116.
- [58] PREZBINDOWSKI D R, TAPP J B. Dynamics of fluid inclusion alteration in sedimentary rocks: A review and discussion[J]. Organic Geochemistry, 1991, 17(2): 131-142.
- [59] BOURDET J, PIRONON J, LEVRESSE G, et al. Petroleum type determination through homogenization temperature and vapour volume fraction measurements in fluid inclusions[J]. Geofluids, 2008, 8(1): 46-59.
- [60] LIN C S, YANG H J, LIU J Y, et al. Distribution and erosion of the Paleozoic tectonic unconformities in the Tarim Basin, Northwest China: Significance for the evolution of paleo-uplifts and tectonic geography during deformation[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2012, 46: 1-19.
- [61] 焦方正. 塔里木盆地顺托果勒地区北东向走滑断裂带的油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 831-839.  
JIAO Fangzheng. Significance of oil and gas exploration in NE strike-slip fault belts in Shuntuoguole area of Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 831-839.
- [62] 张俊, 庞雄奇, 刘洛夫, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的分布特征与石油地质意义[J]. 中国科学: 地球科学, 2004, 34(S1): 169-176.  
ZHANG Jun, PANG Xiongqi, LIU Luofu, et al. Distribution characteristics and petroleum geological significance of the Silurian asphaltic sandstones in Tarim Basin[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2004, 47(S2): 199-208.
- [63] 陈红汉, 吴悠, 丰勇, 等. 塔河油田奥陶系油气成藏期次及年代学[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 806-819.  
CHEN Honghan, WU You, FENG Yong, et al. Timing and chronology of hydrocarbon charging in the Ordovician of Tahe oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 806-819.
- [64] 顾忆, 黄继文, 贾存善, 等. 塔里木盆地海相油气成藏研究进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 1-12.  
GU Yi, HUANG Jiwen, JIA Cunshan, et al. Research progress on marine oil and gas accumulation in Tarim Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(1): 1-12.
- [65] 田鹏, 马庆佑, 吕海涛. 塔里木盆地北部跃参区块走滑断裂对油气成藏的控制[J]. 石油实验地质, 2016, 38(2): 156-161.  
TIAN Peng, MA Qingyou, LYU Haitao. Strike-slip faults and their controls on hydrocarbon reservoirs in the Yuecan block of the Northern Tarim Uplift, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2016, 38(2): 156-161.
- [66] 李慧莉, 邱楠生, 金之钧, 等. 塔里木盆地的热史[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 613-617.  
LI Huili, QIU Nansheng, JIN Zhijun, et al. Geothermal history of Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 613-617.
- [67] 刘雨晨, 邱楠生, 常健, 等. 碳酸盐团簇同位素在沉积盆地热演化中的应用: 以塔里木盆地顺托果勒地区为例[J]. 地球物理学报, 2020, 63(2): 597-611.  
LIU Yuchen, QIU Nansheng, CHANG Jian, et al. Application of clumped isotope thermometry to thermal evolution of sedimentary basins: A case study of Shuntuoguole area in the Tarim Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2020, 63(2): 597-611.

第一作者简介: 杨鹏(1990-), 男, 山东济宁人, 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院在读博士研究生, 主要从事流体包裹体及油气成藏研究。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, 中国石油大学工科楼C座, 邮政编码: 266580。E-mail: yangpeng\_upc@163.com

联系作者简介: 刘可禹(1963-), 男, 山东青岛人, 博士, 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院教授, 主要从事沉积学及含油气系统分析研究。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, 中国石油大学工科楼C座, 邮政编码: 266580。E-mail: liukeyu@upc.edu.cn

收稿日期: 2021-06-20 修回日期: 2022-02-10

(编辑 谷江锐)