

引用格式:杨宪彰,黄亚浩,王斌,等. 深层寒武系成岩流体演化与油气成藏:以塔里木盆地库车坳陷托探1井为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 382-393.

YANG Xianzhang, HUANG Yahao, WANG Bin, et al. Oil and gas accumulation and diagenetic fluid evolution in deep Cambrian strata: A case study of well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 382-393.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.005

深层寒武系成岩流体演化与油气成藏 ——以塔里木盆地库车坳陷托探1井为例

杨宪彰¹, 黄亚浩², 王斌¹, 文志刚², 周露¹, 张科¹, 何涛华², 罗涛², 陈笑², 曾强浩²

(1. 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000;

2. 长江大学教育部油气资源与勘探技术重点实验室, 湖北 武汉 434000)

摘要:塔里木盆地是深层—超深层油气勘探开发的主战场。目前塔里木盆地库车坳陷托探1井古生界寒武系新层系古潜山型油气藏勘探取得重大突破。由于地层年代古老且油气藏地质构造复杂,对该区域油气成藏过程和流体演化尚未进行系统深入的研究。采用生物标志化合物分析、岩相学分析、微区原位微量元素与锶同位素分析、流体包裹体等研究方法,确定下丘里塔格组白云岩储层成脉流体来源和多期油气充注时间。结果显示,托探1井下丘里塔格组白云岩储层主要发育裂缝和溶蚀孔洞充填的2期方解石脉体,第一期方解石为深部富锶流体来源,第二期方解石脉体表现为海水来源。2期含油流体包裹体主要发育于第二期方解石脉体内部,分别为次生蓝白色荧光油包裹体和次生绿色荧光油包裹体,结合包裹体测温和单井埋藏史恢复结果显示,第一期蓝白色油包裹体成藏时间为新近系吉迪克组沉积时期(23~20 Ma),第二期绿色油包裹体成藏时间为新近系库车组沉积时期(5~3 Ma)。基于油源对比分析推测下丘里塔格组储层内2期原油来源于三叠系黄三街组和侏罗系恰克马克组湖相烃源岩的混合供烃。库车坳陷托探1井的新发现证实塔里木盆地山前古老地层中仍具有油气规模成藏条件,潜山型油气成藏成为下一步库车坳陷油气增储上产的新领域。

关键词:流体包裹体;油源对比;流体演化;寒武系;库车坳陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Oil and gas accumulation and diagenetic fluid evolution in deep Cambrian strata: A case study of well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

YANG Xianzhang¹, HUANG Yahao², WANG Bin¹, WEN Zhigang², ZHOU Lu¹, ZHANG Ke¹, HE Taohua², LUO Tao²,

CHEN Xiao², ZENG Qianghao²

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China; 2. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan, Hubei 434000, China)

Abstract: The Tarim Basin serves as the major area for deep and ultra-deep oil and gas exploration and development. A significant breakthrough has recently been achieved in the exploration of ancient buried hill-type oil and gas reservoirs within the Cambrian System of the Paleozoic strata in well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin. Due to the ancient geological age and complex reservoir geology, systematic studies on oil and gas accumulation process and fluid evolution in this area remain insufficient. In this study, methods including biomarker analysis, petrological analysis, in-situ micro-area trace element and strontium isotope analysis, and fluid inclusions were used to determine the fluid origins of vein formation and the timing of multiple-phase of oil and gas charging in the dolomite reservoirs of the Xiaqiulitage Formation. The results revealed that the dolomite reservoirs in Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1 primarily developed two phases of calcite veins that filled fractures and dissolution pores. The first phase of calcite originated from deep, strontium-rich fluids, while the second phase of calcite veins derived from seawater. Two phases of oil-bearing fluid inclusions were predominantly developed within the second-phase calcite veins, comprising secondary blue-white fluorescent oil inclusions and secondary green fluorescent oil inclusions. The integration of fluid inclusion thermometry with single-well burial history reconstruction revealed that the first-phase blue-white fluorescent inclusions recorded oil and gas accumulation during the deposition of the Neogene Jidike Formation (23-20 Ma), while the second-phase

收稿日期:2024-10-09。

第一作者简介:杨宪彰(1979—),男,博士,高级工程师,主要从事石油地质与沉积储层研究。地址:新疆库尔勒市石化大道26号中国石油塔里木油田公司,邮政编码:841000。E-mail:yangxztlm@petrochina.com.cn

通信作者简介:黄亚浩(1990—),男,博士,副教授,主要从事油气成藏机理研究。地址:湖北省武汉市蔡甸区大学城路111号长江大学,邮政编码:430100。E-mail:hyhtr08916@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目“深层碳酸盐岩储层流体活动示踪油气差异成藏效应研究——以塔里木盆地富满油田为例”(42302154)。

green oil inclusions recorded oil and gas accumulation during the deposition of the Neogene Kuqa Formation (5–3 Ma). Oil–source correlation analysis indicated that the two phases of crude oil in the reservoirs of Xiaqiulitage Formation were derived from mixed contributions of lacustrine source rocks in the Triassic Huangsanjie Formation and Jurassic Qakmak Formation. The new findings from well Tuotan 1 in Kuqa Depression demonstrate that ancient strata in the foreland region of the Tarim Basin still retain favorable conditions for large-scale oil and gas accumulation, making buried hill-type oil and gas reservoirs a promising frontier for increasing reserves and production in Kuqa Depression.

Keywords: fluid inclusion; oil–source correlation; fluid evolution; Cambrian; Kuqa Depression

库车坳陷南斜坡是塔里木盆地油气资源最为丰富的区域之一,位于满加尔台盆区海相油气聚集带与库车前陆冲断带的交汇处,具备海陆相叠置的多目的层油气聚集特征^[1]。经过多年成功的勘探与开发实践,库车坳陷油气资源已成为国家能源安全的重要支柱。然而,随着已有储量的逐步开发,油气勘探面临着新的挑战,迫切需要在新的层系、新区域和新类型方向上寻找潜在的油气聚集区带^[2]。早期的勘探工作主要集中于中—新生界的构造圈闭和地层-岩性圈闭^[3]。此外,库车坳陷南斜坡的地质条件复杂,油气藏类型多样,也给勘探工作带来了较大的难度。近年来,勘探技术的不断进步和勘探经验的积累使得勘探重心逐步向库车坳陷前缘推进,秋里塔格构造带成为新的勘探热点。前人研究在库车坳陷中、新生界的油气成藏机制上取得了较多成果,尤其是对于构造圈闭、油源及充注过程的研究较为深入。这些研究成果为后续的勘探工作提供了重要的参考和依据。

托探1井在塔里木盆地库车坳陷南斜坡钻揭寒武系碳酸盐岩潜山储层,揭示了孔洞与裂缝中发育的成岩矿物及良好的油气显示,为下古生界深层油气勘探提供了重要突破^[4]。尽管该发现开启了库车坳陷新层系勘探的新局面,但寒武系深层白云岩储层的油气来源、富集规律及成藏机制仍缺乏系统性认识^[5]。当前,随着中—新生界浅层油气资源可采储量递减与勘探难度增加,结合地震勘探、测井技术及地质建模等技术的进步,勘探重心逐步向深层转移,以期在复杂地质条件下(如南斜坡)发现新类型油气

藏,保障国家能源安全。针对托探1井储层特征,研究通过岩相学、生物标志化合物分析、微区原位稀土元素与同位素测试、流体包裹体研究等手段,系统解析孔洞与裂缝内成岩矿物的流体成因及油气充注历史^[6],并结合构造演化与埋藏史模拟,厘清油气来源及成藏过程。研究成果不仅揭示了碳酸盐岩古潜山油气成藏的关键控制因素,也为库车坳陷南斜坡新层系及古老地层的勘探评价提供了科学依据。

1 区域地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北部,北接南天山断裂褶皱带,以逆冲断层相连,南接塔北隆起,东起阳霞凹陷,西至乌什凹陷,是一个经历了多期构造运动,并以中、新生界沉积为主的叠加型前陆盆地(图1)^[7]。坳陷西部自北向南划分为“三带两凹”,即北部构造带、克拉苏构造带、乌什凹陷、拜城凹陷和秋里塔格构造带。秋里塔格构造带处于库车坳陷最前缘,西部发育古近系库姆格列木群膏盐岩,东部发育新近系吉迪克组膏盐岩,受2套盐层和古隆起的影响,构造变形特征表现出东西分段、垂向分层的特点,自西向东划分为温宿—佳木段、西秋—中秋段、东秋—迪那段。秋里塔格构造带前中生代时期,自西向东分布有温宿—西秋和新和—牙哈继承性古隆起,呈斜列展布,东西分段特征明显^[8]。佳木1号构造位于秋里塔格构造带温宿—佳木段,北邻乌什凹陷—拜城凹陷,南接塔北隆起英买力低凸起,东接西秋—中秋段,西接塔北隆

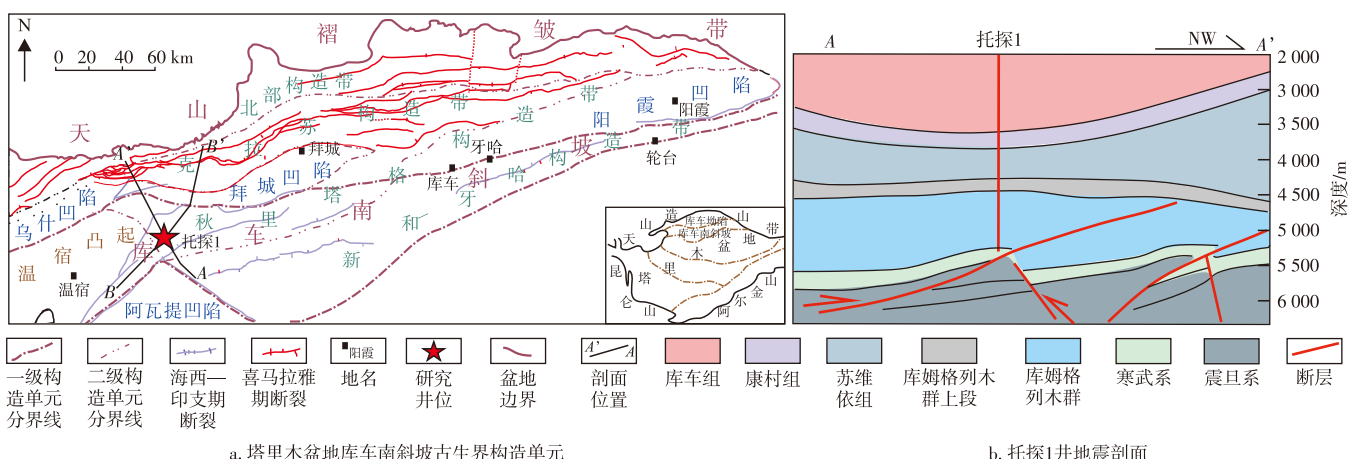


图1 塔里木盆地库车坳陷南斜坡古生界构造单元及托探1井地震剖面

Fig. 1 Paleozoic structural units of southern slope in Kuqa Depression, Tarim Basin and seismic cross-section of well Tuotan 1

起温宿凸起。温宿—佳木段自下而上发育古生界、中生界和新生界三大构造层,其中古生界受海西—印支期逆冲断裂控制,发育3排近东西向的冲断构造,地层向南逐渐变新。西部沙井子断裂及其反冲断裂控制温宿凸起的发育,凸起南翼地层较为完整,至高部位则表现为底超顶剥,凸起核部出露变质岩,局部洼槽中残留古生界,北部与乌什凹陷以断层接触;东部则受西秋断裂与南倾反冲断裂控制,冲断带高部位出露奥陶—寒武系,低部位则保留志留—二叠系^[9]。佳木1号构造位于南部第三排古潜山,寒武—奥陶系潜山广泛分布。托探1井位于圈闭西部高点,寒武系潜山顶面海拔为-4 630 m,埋深为5 900 m。

库车坳陷南斜坡地层发育较为完整,除石炭系与泥盆系缺失外,其他地层均有发育(图2)。以二叠系火成岩为界,二叠系以下为塔北隆起的海相克拉通构造层,二叠系以上则为库车坳陷的陆相前陆构造层。受多期构造活动影响,库车南斜坡发育多期不整合,白垩系以下地层普遍受到一定程度的剥蚀,白垩系与前白垩系之间呈角度不整合,古近系库姆格列木群则平行不整合于下白垩统巴什基奇克组之上。目的层为寒武系下丘里塔格组:井段5 900~6 180 m,厚280 m,岩性为中厚—巨厚层砂屑白云岩、细晶白云岩,夹灰色薄—中厚层状泥岩,储层岩性主要为粉、细晶白云岩,半局限台地相,平均岩心孔隙度2.82%,平均渗透率 $5.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{2[10]}$ 。

2 样品与实验

研究所用样品来自库车坳陷南斜坡托探1井寒武系上统下丘里塔格组的碳酸盐岩心,取样深度介于5 691.5~5 692.8 m。将含发育方解石脉的岩心样品磨制成厚度为80~100 μm 的双面抛光包裹体薄片,用于阴极发光分析、主微量元素与稀土元素分析、流体包裹体岩相学观察、荧光光谱分析、显微测温等测试。

阴极发光测试在中国地质大学(武汉)地质过程与矿产资源国家重点实验室完成,采用CL8200 MK5型阴极发光仪,工作电压为10.5 kV,电流为250 μA ,压力为3 Pa。

流体包裹体岩相学观察和荧光光谱分析在中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室进行,使用Nikon ECLIPSE LV100型双通道荧光—透射光显微镜,荧光滤色片选择紫外荧光激发模块,激发波长介于300~365 nm,荧光光谱由Maya2000Pro型显微荧光光谱仪测得。通过ZEISS Axiovert 200显微镜进行流体包裹体的显微观察,并配备Linkam THMS600型加热—冷冻平台,用于盐水包裹体的显微测温。根据GOLDSTEIN提出

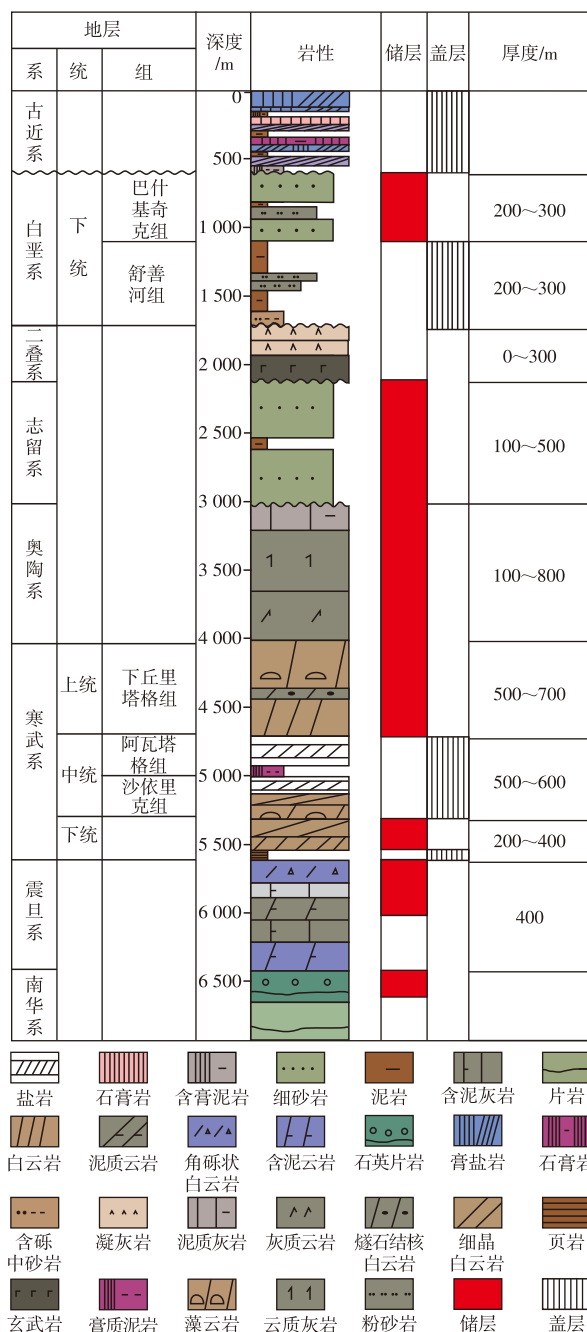


图2 塔里木盆地库车坳陷南斜坡地层综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic column of southern slope of Kuqa Depression, Tarim Basin

的热循环方法^[11],采用5 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 和1 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的加热速率分别测量包裹体的均一温度(T_h)和冰点温度(T_m), T_h 的测量精度为 ± 5 $^{\circ}\text{C}$, T_m 的测量精度为 ± 0.1 $^{\circ}\text{C}$ 。

方解石脉和围岩的主要微量元素含量及锶(Sr)同位素组成通过原位激光剥蚀—电感耦合等离子—体质谱(LA-ICP-MS, LA是Laser Ablation的简称, ICP是Inductively Coupled Plasma的简称, MS是Mass Spectrometer的简称)技术获得^[12]。实验在武汉上谱分析科技有限责任公司进行,所用仪器为相干公司

GeoLas HD 193 nm 准分子激光剥蚀系统和多接收-电感耦合等离子体-质谱仪(MC-ICP-MS, MC是 Multicollector的简称)。

盆地模拟是在对模拟对象的地质、地球物理和地球化学过程深入了解的基础上,根据石油地质的物理化学机理,首先建立地质模型,然后建立数学模型的方法^[13]。将托探1井地层沉积厚度、地质时代、地层剥蚀厚度及剥蚀起止时间,地层岩性、地层热流值、有机质类型、氢指数等相关数据输入,生成地质模型,进而分析油气资源的生成、运移和聚集规律。将 BasinMod 模拟所得到的镜质体反射率与实测的镜质体反射率相对比矫正,验证盆地模拟方法的可行性。

为了揭示托探1井的油源特征,对托探1井寒武系丘里塔格组的原油样品(取样深度介于5 666~5 700 m)和塔里木盆地塔北地区下寒武统玉尔吐斯组烃源岩样品进行有机地球化学分析。采样点包括轮探1井和什艾日克剖面。此外,参考库车坳陷中生代三叠系黄三街组和侏罗系恰克马克组烃源岩的相关数据^[14],采样点分别为小兰台河剖面和卡普沙良河剖面。所有烃源岩样品均粉碎至75 μm后,使用索氏抽提装置进行有机质提取,提取溶剂为7%甲醇(CH₃OH)与93%二氯甲烷(CH₂Cl₂)的混合溶液,抽提时间为72 h^[15]。提取物经过液相色谱法分离出饱和烃和芳香烃馏分。

饱和烃的气相色谱-质谱(GC-MS, GC是 Gas Chromatography的简称)分析在 Agilent 7890 B-5977B 仪器上进行,采用HP-5MS熔融石英柱(φ0.25 mm × 30 m,膜厚0.25 μm)。经过专业校准,GC的初始温度为50 °C,恒温1 min,再以20 °C/min的温度变化速率升温至100 °C,并持续以3 °C/min的温度变化速率升温至315 °C,恒温16 min;MS部分所用离子源为EI离子源,电离电压为70 eV^[16]。将氦气作为载气并设定恒定流速为1 mL/min,样品进样口温度设置为300 °C。

芳烃的GC-MS分析在 Agilent 6890 B-5975B 仪器上进行,采用更扩展的HP-5MS熔融石英柱(φ0.25 mm × 60 m,膜厚0.25 μm)。经过专业校准,GC的初始温度为50 °C,恒温1 min,再以20 °C/min的温度变化速率升温至100 °C,并持续以3 °C/min的温度变化速率升温至310 °C,恒温21 min;MS部分所用离子源为EI离子源,电离电压为70 eV。将氦气作为载气并设定恒定流速为1 mL/min,样品进样口温度设置为290 °C。

全扫描模式下收集质谱数据,并在选择离子监测(SIM)模式下分析饱和和烃馏分及芳烃馏分。通过相对于内标峰面积的峰面积进行相关化合物的比值参数计算。

3 实验结果

3.1 有机地球化学分析

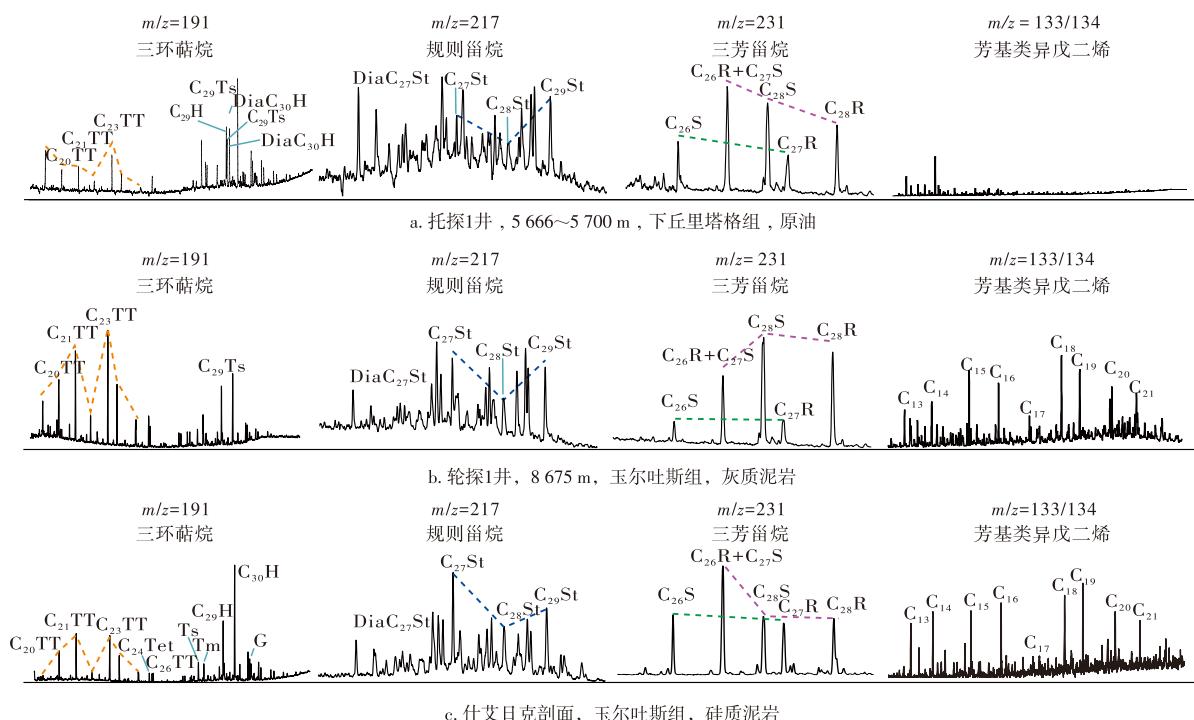
托探1井原油三环萜烷(Tricyclic Terpanes,简称TT)及四环萜烷(Tetracyclic Terpene,简称Tet)显示C₁₉TT、C₂₁TT、C₂₃TT优势,C₁₉TT至C₂₁TT呈显著降低趋势,且C₂₄Tet>C₂₆TT。藿烷(H)系列具有显著的C₃₀H优势,C₃₀未知藿烷(C₃₀E)与三降新藿烷(18α(H)-22,29,30-Trisnorneohopane,简称Ts)、三降藿烷(17α(H)-22,29,30-Trisnorhopane,简称Tm)斜线型,降藿烷(C₂₉H)、降新藿烷(C₂₉Ts)及重排藿烷(DiaC₃₀H)呈“V”形分布(图3a)。与托探1井原油萜烷系列化合物不同,玉尔吐斯组烃源岩具有显著的C₂₁TT及C₂₃TT,C₁₉TT至C₂₁TT呈显著增高趋势、具低C₂₄Tet。玉尔吐斯组烃源岩C₂₉H含量显著高于C₂₉Ts与DiaC₃₀H,具有高伽马蜡烷特征。此外,托探1井中C₂₉规则甾烷优势及高丰度的C₂₇重排甾烷(DiaC₂₇St)在玉尔吐斯组中并无检出。托探1井的m/z=231芳烃馏分—三芳甾烷(三芳甾烷,简称TAS)分布为C₂₆R+C₂₇S TAS>C₂₈S TAS>C₂₈R TAS,m/z=133/134显示其不含芳基类异戊二烯(芳基类异戊二烯,简称AIs)(图3a)。与托探1井原油不同,玉尔吐斯组烃源岩提取物中显示完整的AIs分布,以及2种三芳甾烷分布模式,分别为硅质泥页岩的(C₂₆R+C₂₇S TAS>C₂₈S TAS≈C₂₈R TAS)和灰质泥页岩的(C₂₆R+C₂₇S TAS<C₂₈S TAS≈C₂₈R TAS)(图3b、图3c)。

3.2 方解石脉岩相学特征

通过显微观察并结合阴极发光特征的分析(图4),在下丘里塔格组白云岩储层中识别出了2期方解石脉。第一期方解石脉(方解石I)具有明显的两组交叉解理,脉体直径为1~8 mm,表面干净,晶体直径为10~50 μm,在单偏光下呈无色,而在阴极发光下则呈现亮红色;第二期方解石脉体(方解石II)晶体直径为20~80 μm,单偏光下,晶体表面也同样干净,并且可见两组交叉解理;在阴极发光下,呈现出暗红色到深红色的光。

3.3 稀土元素及锶同位素分析

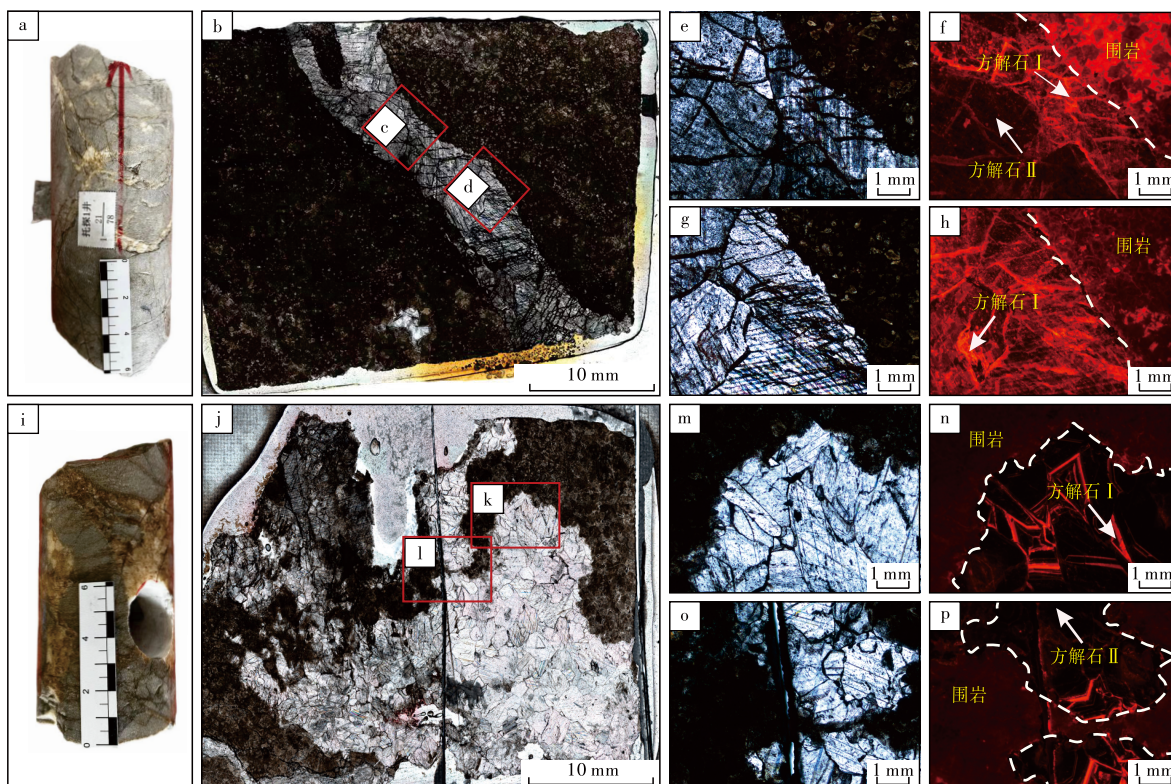
为表征不同期次方解石脉的差异,对下丘里塔格组白云岩储层中的2期方解石脉及其围岩进行了原位稀土元素和锶同位素测试。通过采用表层海水稀土元素数据对方解石脉体和围岩的稀土元素进行标准化,得出了如图5所示的稀土元素配分模式。



注: m (mass)指离子的质量,通常以道尔顿(Da)或统一原子质量单位(u)表示; z (charge)指离子所带的电荷数,是一个整数,表示离子带有的正电荷或负电荷的数量。

图3 塔里木盆地库车坳陷托探1井原油及寒武系玉尔吐斯组烃源岩地球化学特征

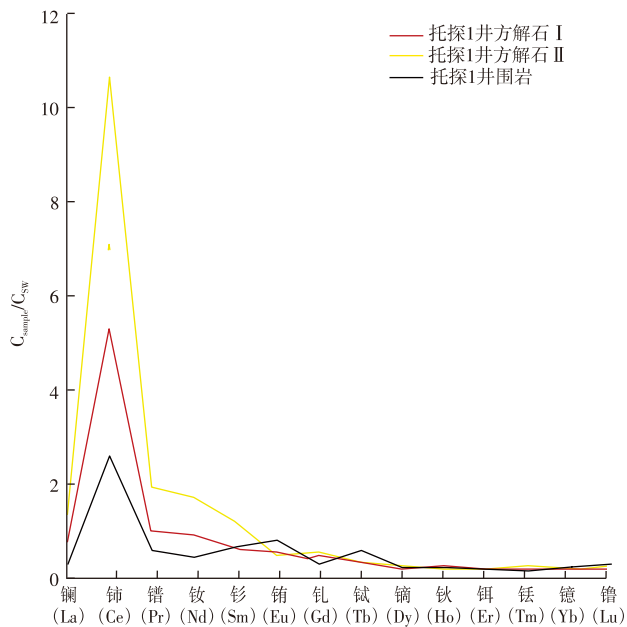
Fig. 3 Geochemical characteristics of crude oil and Cambrian Yurtus Formation source rocks in well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin



注:a为下丘里塔格组白云岩储层碳酸盐岩心,发育裂缝脉体,5 691.5 m;b为裂缝脉体岩心薄片扫描照片;c红色方框为e和f的位置;d红色方框为g和h的位置;e和g为裂缝充填方解石脉体单偏光照片;f和h为裂缝充填方解石脉体阴极发光照片;i为下丘里塔格组白云岩储层碳酸盐岩心,孔洞充填方解石脉体,5 692.8 m;j为孔洞脉体岩心薄片扫描照片;k红色方框为图m和n的位置;l红色方框为o和p的位置;m和o为孔洞脉体单偏光照片;n和p孔洞脉体阴极发光照片。

图4 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层方解石脉体岩相学和阴极发光照片

Fig. 4 Petrographic and cathodoluminescence images of calcite veins in dolomite reservoirs of Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin



注: C_{sample} 为样品中稀土元素含量; C_{SW} 为海水中对应稀土元素含量的 10^6 倍。

图5 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层方解石脉和围岩稀土元素配分

Fig. 5 Rare earth element distribution patterns of calcite veins and surrounding rocks in dolomite reservoirs of Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

结果显示:第一期方解石脉稀土元素的质量分数为 $7.585\sim 10.506\ \mu\text{g/g}$, 配分曲线呈现轻稀土富集特征, 无明显 Eu (铕) 异常现象, Y (钇)/Ho (铈) 比值为 $7.18\sim 8.23$, 表现为同源流体来源; 第二期方解石脉稀土元素的质量分数为 $14.407\sim 20.474\ \mu\text{g/g}$, 配分曲线同样显示轻稀土富集; 相较之下, 围岩的稀土元素的质量分数较低, 介于 $0.711\sim 6.834\ \mu\text{g/g}$, 其稀土元素配分模式接近平坦。

此外, 托探1井下丘里塔格组白云岩储层2期方解石的锶同位素比值如图6所示。第一期方解石的锶同位素比值为 $0.7094\sim 0.7100$, 而第二期方解石的锶同位素比值为 $0.7089\sim 0.7092$, 这一范围与全球寒武纪海水的锶同位素比值 ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}=0.7090\sim 0.7094$) 较为接近^[17]。

3.4 流体包裹体岩相学观察

托探1井的2期方解石脉中发育了大量烃类包裹体, 包括气-液两相油包裹体、富气相天然气包裹体。不同期次的方解石脉体捕获了荧光特征不同的油包裹体。根据荧光光谱分析与岩相学观察, 烃类包裹体可分为2期。

第二期方解石脉体中沿愈合裂隙发育次生的蓝色

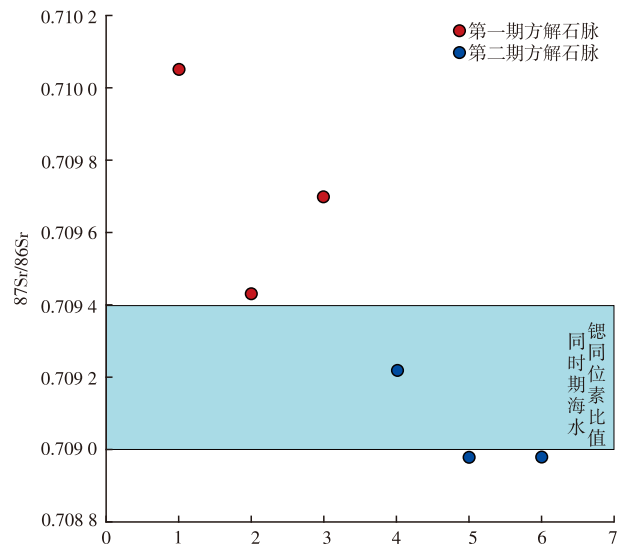


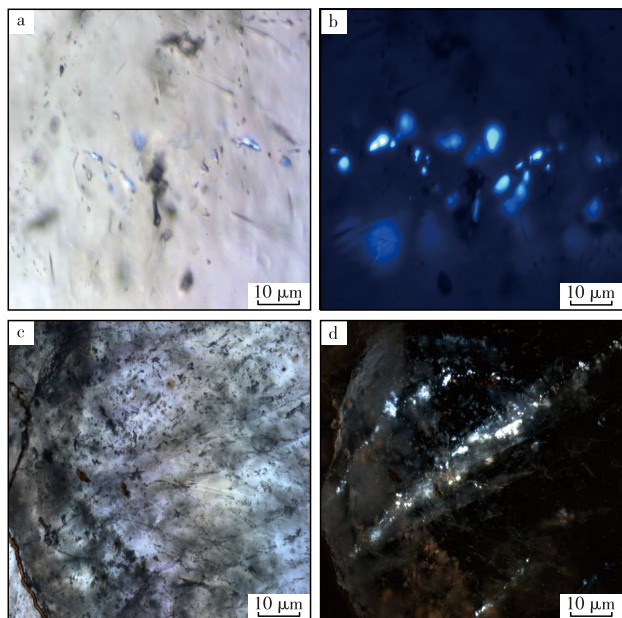
图6 塔里木盆地库车坳陷托探1井方解石脉体锶同位素特征
Fig. 6 Strontium isotope characteristics of calcite veins in well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

气-液两相油包裹体, 荧光下该类包裹体呈现深蓝色, 这类包裹体个体较大, 直径约为 $8\sim 10\ \mu\text{m}$, 形态多呈长条形或椭圆形。在单偏光下, 这些油包裹体呈无色透明状态(图7a、图7b); 同时该期脉体沿愈合裂隙发育次生的绿色气-液两相油包裹体, 包裹体个体较小, 直径约为 $2\sim 8\ \mu\text{m}$, 形态多为长条形、椭圆形或不规则形。在单偏光下, 这些烃类包裹体呈无色透明或灰色(图7c、图7d)。次生蓝色油包裹体的发育丰度较低, 含油流体包裹体丰度 (Gas-Oil Inclusion Index, 简称GOI) 值约为 $8\%\sim 10\%$; 相比之下, 次生绿色油包裹体的发育丰度较高, GOI 值约为 $15\%\sim 20\%$ 。

3.5 荧光光谱分析

为了进一步表征不同颜色油包裹体的特征, 对2期方解石脉中捕获的不同荧光颜色的烃类油包裹体进行荧光光谱分析。荧光光谱分析中获得的荧光主峰波长 (λ_{max}) 和荧光参数 (QF_{535} , 其数值为荧光光谱曲线上 $535\sim 720\ \text{nm}$ 波段面积与 $420\sim 535\ \text{nm}$ 波段面积的比值) 可用于揭示储层中捕获的古原油的成熟度^[18]。通过在 $\lambda_{\text{max}}-QF_{535}$ 图版上投点(图8), 结合不同生烃阶段的荧光光谱参数, 可以划分油包裹体的等效镜质体反射率^[19]。为确保荧光光谱实验的真实性, 选择未经破坏、形态规则且未经历构造变形的油包裹体作为分析对象。

托探1井下丘里塔格组储层中的油包裹体共检测到2种不同的烃类包裹体。第二期方解石脉体中捕获的第一期次生蓝色荧光油包裹体, 其 λ_{max} 为 $464\sim 495\ \text{nm}$,



注:a为第二期方解石脉体内沿裂隙分布发育次生蓝色油包裹体透射光照片,托探1井,5 691.5 m;b为第二期方解石脉体内沿裂隙分布发育次生蓝色油包裹体荧光照片,主峰波长460~470 nm,托探1井,5 691.5 m;c为第二期方解石脉体内沿裂隙分布发育次生绿色油包裹体透射光照片,托探1井,5 691.5 m;d为第二期方解石脉体内沿裂隙分布发育次生绿色油包裹体荧光照片,主峰波长500~520 nm,托探1井,5 691.5 m。

图7 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层流体包裹体岩相学特征

Fig. 7 Petrographic characteristics of fluid inclusions in dolomite reservoirs of Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim

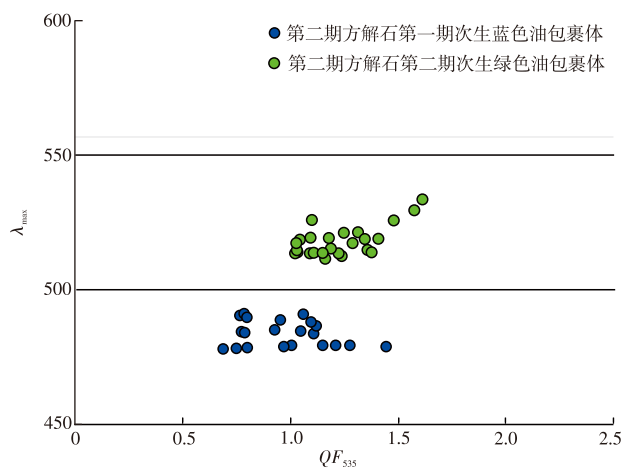


图8 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层方解石脉中包裹体荧光光谱投点

Fig. 8 Fluorescence spectral mapping of fluid inclusions in calcite veins within dolomite reservoirs of Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

QF_{535} 为 0.73~1.48; 第二期次生绿色荧光油包裹体, 其 λ_{max} 为 500~540 nm, QF_{535} 为 1.21~1.68。

3.6 流体包裹体显微测温

为了确定托探1井的油气充注时间,对丘里塔格组白云岩储层中不同期次方解石脉与烃类包裹体伴生的盐水包裹体进行了显微测温分析,得到均一温度分布(图9)。第二期方解石脉中,与次生绿色油包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度范围为95~130 °C,与次生蓝色油包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度范围为90~120 °C(图9)。

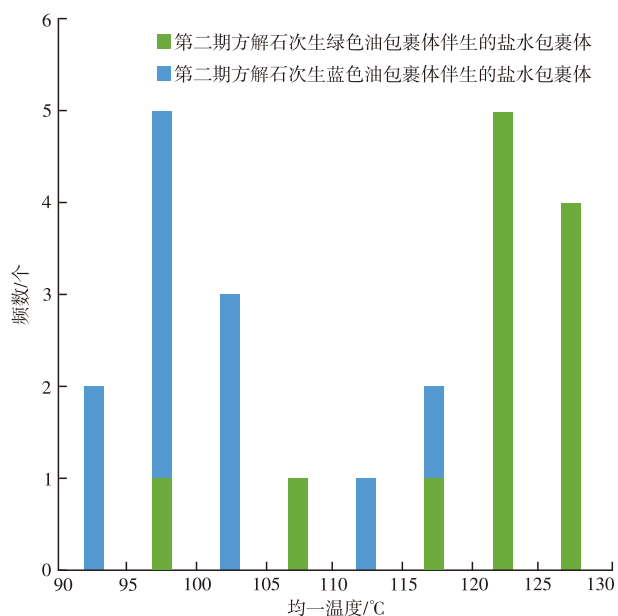


图9 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层流体包裹体均一温度分布直方图

Fig. 9 Histogram of homogenization temperature distribution of fluid inclusions in dolomite reservoirs of Xiaqiulitage Formation, well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

4 油源特征与成藏演化

4.1 油源对比分析

稳定的有机地球化学特征是推断烃源岩与原油之间关系的重要指标^[20]。勘探实践表明,托探1井原油产自上寒武统潜山储层,与之相关的潜在烃源岩主要有上覆的上三叠统黄三街组与中侏罗统恰克马克组这两套湖相烃源岩以及下伏的寒武系玉尔吐斯组海相烃源岩^[21]。由于塔里木盆地早寒武时期环境特殊,热液活动和上升流环境导致玉尔吐斯组发育2种富含强抗次生蚀变能力(生物降解、热蚀变以及硫酸盐热还原作用等)AIs的两类烃源岩,其 $C_{28}TAS$ 相对含量存在差异,可以有效用于油源对比^[22]。

托探1井原油饱和烃馏分中具有高丰度的 $C_{19}TT$ 及 $C_{23}TT$,显示藻类及高等植物混合输入特征^[23]; $C_{24}Tet > C_{26}TT$ 和 $C_{29}St > C_{27}St$ 指示托探1井原油中陆源有机质贡献相对较大^[24](图10a),说明寒武系海相烃源岩对托探1井原油贡献不显著。此外,托探1井原油芳烃馏分中并未检出玉尔吐斯组特有的AIs且TAS分布与玉尔吐斯组差异显著,进一步说明托探1井原油无寒武系烃源岩的贡献,而更可能来自湖相烃源岩(黄三街组与恰克马克组)的贡献。

黄三街组与恰克马克组均有显著的藻类贡献,高 $C_{23}TT$ 是其典型特征之一^[25],但两者也存在显著差异。黄三街组发育于湖泛期,水体盐度相对较低($G/C_{31}HR < 1.0$),三环萜烷呈现 $C_{19} < C_{20} < C_{21} < C_{23}$ 的分布特征,且 $C_{30}E$ 和 $DiaC_{30}H$ 不显著;而恰克马克组发育于湖盆咸化期,水体盐度较高($G/C_{31}HR > 1.0$),三环萜烷呈现 $C_{19} > C_{20} > C_{21} > C_{23}$ 的分布特征(图10b、图10c),且 $C_{30}E$ 和 $DiaC_{30}H$ 含量丰富。托探1井原油饱和烃馏分中 $G/C_{31}HR < 1.0$,具有相对高的 $C_{23}TT$,显示出黄三街组烃源岩特征;而三环萜烷呈现 $C_{19} > C_{20} > C_{21}$ 的分布特征与恰克马克组烃源岩具有较好的可比性; $C_{30}E$ 和 $DiaC_{30}H$ 含量均中等,显著高于黄三

街组烃源岩,但同时显著低于恰克马克组烃源岩,显示为黄三街组和恰克马克组混合输入的特征。

综合沉积环境和生源特征分析可知,托探1井原油不含下伏寒武系烃源岩的贡献,与上覆湖相黄三街组或恰克马克组烃源岩均未表现出完全一致性,而是与黄三街组或恰克马克组烃源岩均存在不同程度的相似,且同时发育相对丰度较高的 $C_{19}TT$ 和 $C_{23}TT$ 也说明了该原油具有混源输入的可能,这与前人基于碳同位素分析的结果基本一致。因此,推测托探1井下丘里塔格组古潜山油藏可能是由恰克马克组和黄三街组混合供烃的结果。

4.2 方解石脉体成因

碳酸盐岩容易受到后期成岩作用的影响,导致微量元素发生显著变化。碳酸盐岩矿物的阴极发光强度与矿物中的Fe(铁)和Mn(锰)含量以及Fe/Mn比值密切相关^[26]。其中,Mn元素是阴极发光的主要活化剂,而Fe元素则是阴极发光的主要淬灭剂^[18]。不同成岩环境对碳酸盐岩中Fe和Mn元素含量的影响较大,导致碳酸盐岩在阴极射线呈现不同的阴极发光强度,通过分析这些

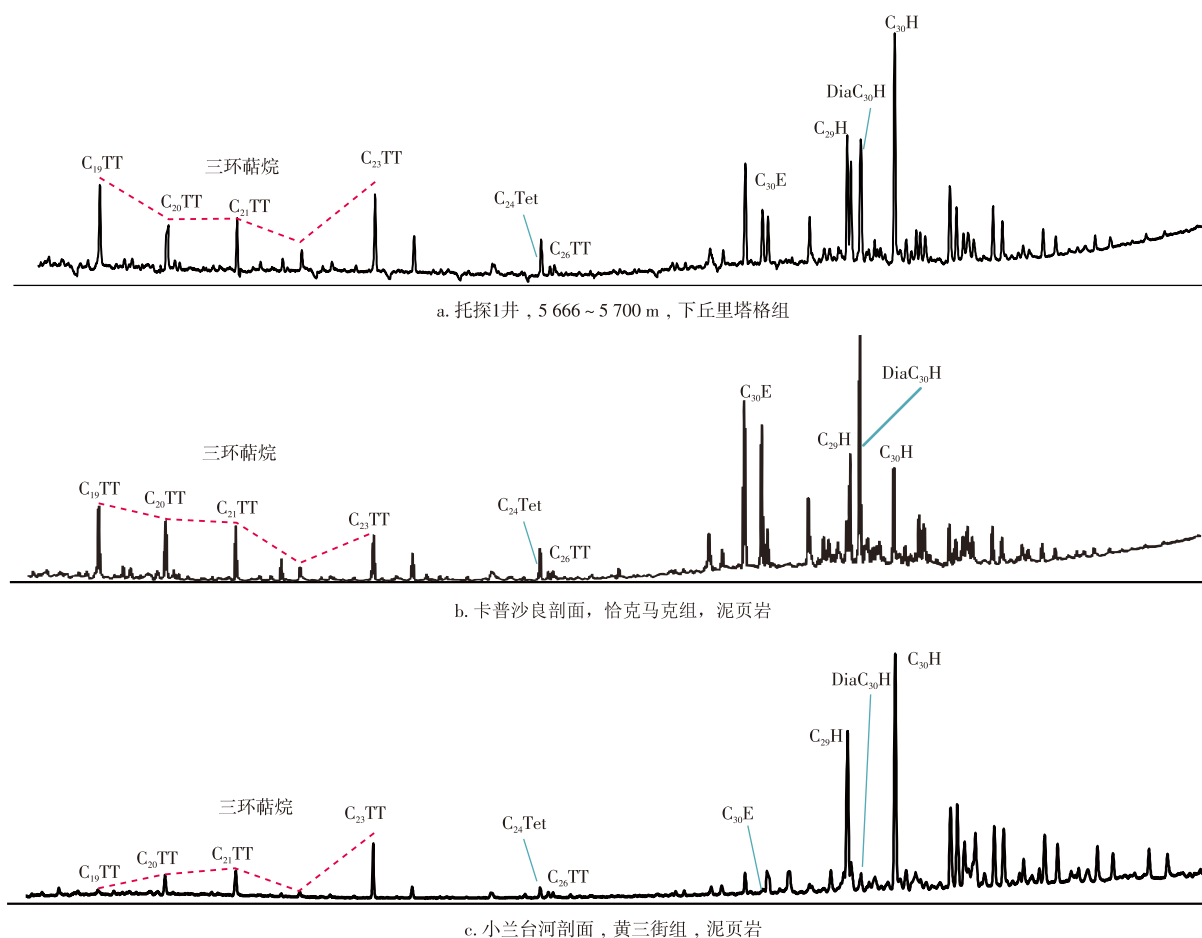


图10 塔里木盆地库车坳陷托探1井原油及中生代潜在烃源岩地球化学特征

Fig. 10 Geochemical characteristics of crude oil and potential Mesozoic source rocks in well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin

元素的含量、比值和同位素组成等地球化学特征,可以推断成岩流体的性质和来源,进而了解油气的来源、运移路径和储层质量等信息。

当地下流体活动引发周围水化学环境的剧烈变化时,随后形成的矿物脉体能够记录并保留这些地球化学特征^[27]。通过对海水标准化的稀土元素配分模式进行分析, δCe (铈)元素表现出显著的正异常(图5),稀土元素质量分数于7~19 $\mu\text{g/g}$,小于20 $\mu\text{g/g}$,含量较低,故应选用海水标准化^[28],而这种Ce异常是由于标准化引起的,与流体本身来源无关,而根据配分模式来看轻稀土元素较为富集,重稀土元素相对平坦,指示这些流体具有海水来源^[29]。而碳酸盐岩中的锶同位素则因其均一性和时代可比性,成为有效的断层流体示踪指标^[30]。锶的主要来源包括壳源、幔源和海水锶,分别表现出不同的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 比值:壳源锶较高(均值为0.720 0),幔源锶较低(均值为0.703 5)^[31],而海水锶则根据时代不同呈现特定的比值特征。

寒武系全球海水的锶同位素比值范围为0.709 0~0.709 4^[32]。根据托探1井的锶同位素分析,发育在缝洞中的第二期方解石脉的锶同位素值为0.708 9~0.709 2,与同期海水值相近,说明其主要来源于围岩地层本身。相比之下,发育在裂缝中的第一期方解石脉的锶同位素比值为0.709 4~0.710 0,略高于寒武系同期海水值(图6)。这表明第一期方解石脉体的形成流体可能并非来源于围岩地层,而是来自盆地深层地层中的富锶流体。

4.3 油气成藏过程

根据包裹体类型和荧光颜色区分2期油气充注事件,第一期为蓝色油包裹体代表的油充注,第二期分别是绿色油包裹体代表的油充注。将各期方解石中与烃类包裹体同期的盐水包裹体的均一温度与构造-埋藏史图结合,可以大致间接确定各期油气成藏时期^[33]。

由于均一温度的分布范围较广,而高频均一温度通常代表流体活动的主要阶段,反映油气充注的主要时期或主要成藏事件的温度^[34]。因此,方解石脉体中与次生蓝色油包裹体伴生的盐水包裹体的高频均一温度为95~100 $^{\circ}\text{C}$,与次生绿色油包裹体伴生的盐水包裹体的高频均一温度为120~125 $^{\circ}\text{C}$ 。结合均一温度数据和埋藏史-热史投图法,可以得出:第一期蓝色油包裹体的成藏时间为新近系吉迪克组沉积时期(23~20 Ma),而第二期绿色油包裹体的成藏时间为新近系库车组沉积时期(5~3 Ma)(图11)。而据相关研究报道,库车坳陷三叠系湖相烃源岩自吉迪克组沉积期(23 Ma)开始进入成熟生烃阶段,该区现今成熟度已达过成熟阶段,露头实测镜质体反射率大于2.0%;侏罗系湖相烃源岩于新近纪尤其是进入库车组沉积期(5 Ma)后,在喜马拉雅期剧烈构造活动引发的前陆盆地快速沉降、深埋时期进入大量生烃阶段,至今仍具备较大供烃潜力,例如恰克马克组的实测镜质体反射率为0.8%~1.2%^[11]。因此第一期蓝色油包裹体指示的较高成熟度油气,主要形成于黄三街组烃源岩成熟阶段的排烃过程中,而第二期绿色油包裹体

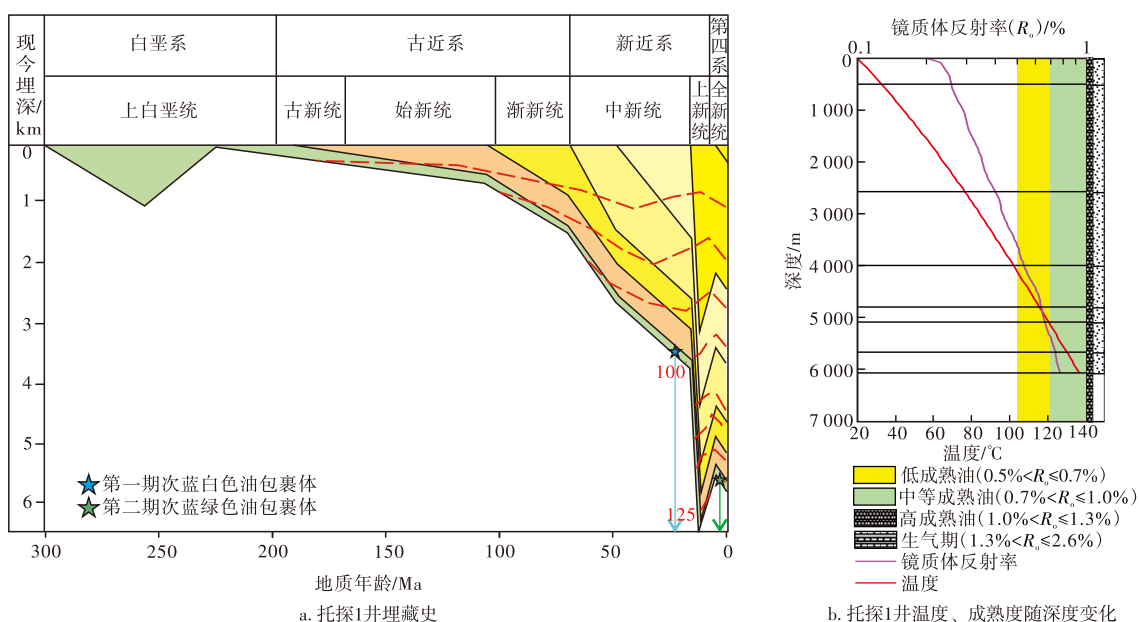


图11 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组白云岩储层埋藏-抬升史和包裹体捕获时间

Fig. 11 Burial-uplift history and fluid inclusion entrapment timing of dolomite reservoirs in well Tuotan 1, Xiqiulitage Formation, Kuqa Depression, Tarim Basin

指示的较低成熟度油气则更倾向于恰克马克组烃源岩的初步生烃阶段。故此可以推测,托探1井的原油可能是由黄三街组烃源岩和恰克马克组烃源岩混合贡献而成。

托探1井所在佳木1号寒武系潜山构造,处于侏罗系—三叠系生烃中心的上倾方向,是油气侧向运移的指向区。储层为上寒武统下丘里塔格组白云岩储层,区域盖层为古近系库姆格列木群上膏泥岩段、膏盐岩及下膏

泥岩段,厚度大、封盖性好。综合分析认为该套生储盖组合为有效的优质生储盖组合,有利于油气的聚集和保存^[10]。

建立托探1井下丘里塔格组油气成藏模式,油气主要来自北部库车坳陷三叠系及侏罗系湖相烃源岩混合供烃,自油源断裂垂向输导后沿白垩系底部不整合面侧向运移至寒武系下丘里塔格组圈闭成藏,直接盖层为白垩系舒善河组泥岩(图12)。

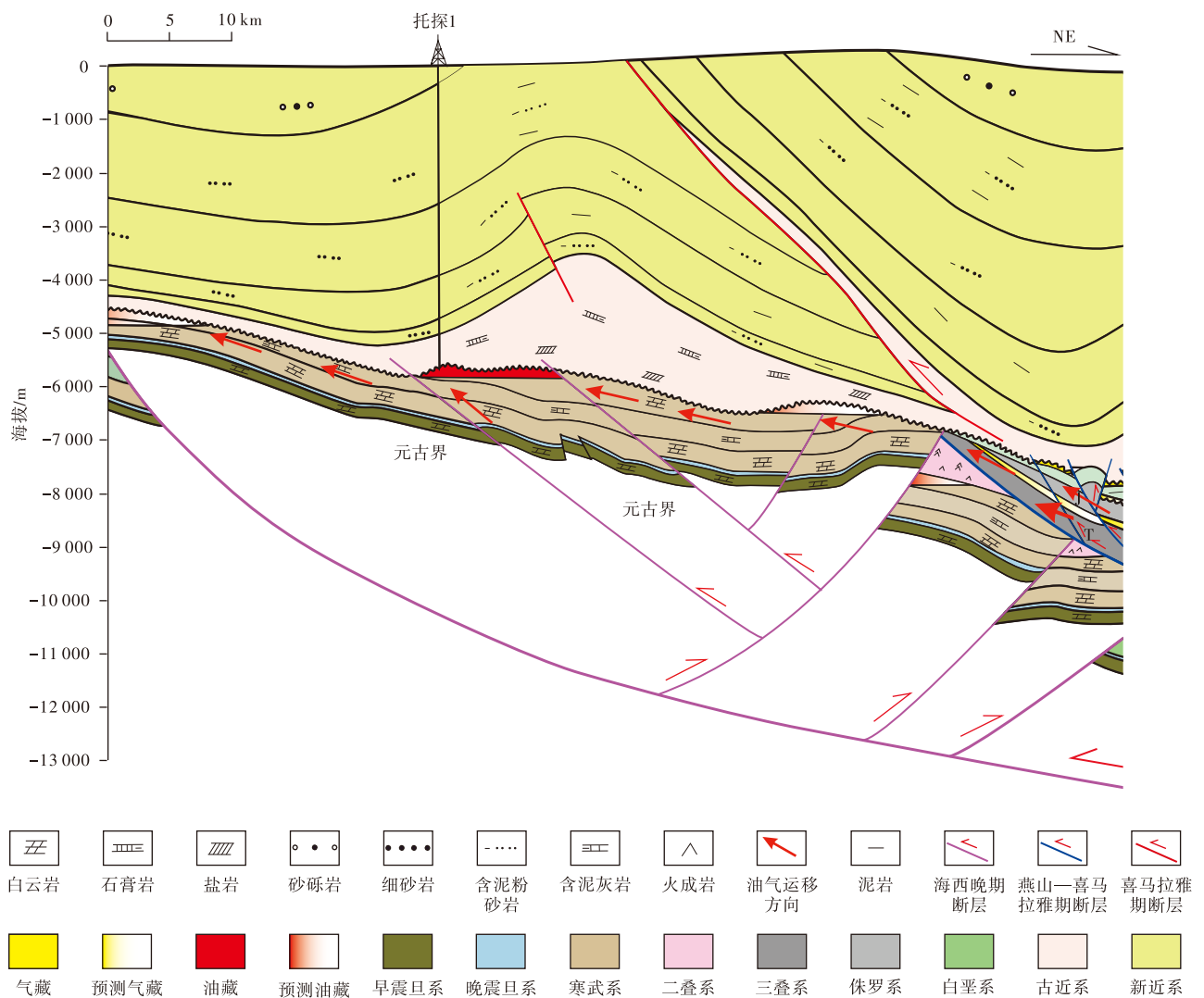


图12 塔里木盆地库车坳陷托探1井下丘里塔格组油气成藏模式(据文献[1]有修改)

Fig. 12 Oil and gas accumulation model of Xiaqiulitage Formation in well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin (modified from reference[1])

5 结论

1) 基于沉积环境和生源特征的生标分析,托探1井原油具有高 DiaC_{30}H 和高 C_{19}TT 、 C_{23}TT 特征,显示较高的陆源和水生生物贡献,与黄三街组(高 C_{23}TT)及恰克马克

组(高 DiaC_{30}H 与高 C_{19}TT)烃源岩均部分相似,指示托探1井下丘里塔格组古潜山油藏的烃源可能是由恰克马克组和黄三街组混合供烃的结果。

2) 寒武系下丘里塔格组白云岩储层发育了2期方解石脉,第一期方解石形成于裂缝中,流体来源于深部富锶流体;第二期方解石则在孔洞中胶结形成,来源于同层位

成岩流体,捕获了次生蓝色荧光油包裹体以及次生绿色荧光油包裹体。

3) 结合包裹体测温和埋藏史模拟确定白云岩储层2期烃类充注时间分别为:第一期次蓝色油包裹体代表的油充注发生在23~20 Ma(新近系吉迪克组沉积时期),第二期次绿色油包裹体的油充注时间为5~3 Ma(新近系库车组沉积时期)。

参考文献

- [1] 王清华, 杨海军, 蔡振忠, 等. 塔里木盆地库车南斜坡托探1井油气勘探重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 28-42.
WANG Qinghua, YANG Haijun, CAI Zhenzhong, et al. Major breakthrough and significance of petroleum exploration in Well Tuotan 1 on the south slope of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 28-42.
- [2] 胡来东, 张志林, 徐雷良, 等. 塔里木盆地顺北地区碳酸盐岩断控储集体连通性量化表征[J]. 世界石油工业, 2024, 31(6): 30-37.
HU Laidong, ZHANG Zhilin, XU Leiliang, et al. Internal connectivity quantitative characterization of fault-controlled grid reservoirs in Shunbei area, Tarim Basin[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(6): 30-37.
- [3] 凡闪, 卢玉红, 李玲, 等. 塔里木盆地库车坳陷吐格爾明及周缘地区三叠系—侏罗系烃源岩地球化学特征、分布规律与油气地质意义[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(12): 2074-2086.
FAN Shan, LU Yuhong, LI Ling, et al. Geochemical characteristics, distribution and petroleum geological significance of Triassic-Jurassic source rocks in the Tugeerming and surrounding areas of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(12): 2074-2086.
- [4] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 155-171.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 155-171.
- [5] 代振龙, 徐仕琪, 赵建邦, 等. 塔里木盆地东南缘瓦石峡凹陷侏罗系烃源岩地球化学特征及油气意义[J]. 新疆地质, 2023, 41(S1): 57.
DAI Zhenlong, XU Shiqi, ZHAO Jianbang, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon significance of Jurassic source rocks in Washixia sag, southeastern margin of Tarim Basin[J]. Xinjiang Geology, 2023, 41(S1): 57.
- [6] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 833-847.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 833-847.
- [7] 张恩泽, 张立强, 严一鸣, 等. 库车坳陷东部下侏罗统阿合组重矿物特征及物源分析[J]. 中国科技论文, 2023, 18(9): 1021-1027.
ZHANG Enze, ZHANG Liqiang, YAN Yiming, et al. Heavy mineral characteristics and provenance analysis of Lower Jurassic Ahe formation in eastern Kuqa depression[J]. China Sciencepaper, 2023, 18(9): 1021-1027.
- [8] 张昊, 吕修祥, 王晓雪, 等. 库车前陆盆地南斜坡西段油气成藏过程研究[J]. 石油科学通报, 2025, 10(1): 35-50.
ZHANG Hao, LYU Xiuxiang, WANG Xiaoxue, et al. Study on hydrocarbon accumulation process in the western section of south slope of Kuqa foreland basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(1): 35-50.
- [9] 李贤庆, 周强, 汪为孝, 等. 库车坳陷三叠-侏罗纪烃源岩生气特征与生气模式[J]. 煤田地质与勘探, 2007, 35(6): 18-22.
LI Xianqing, ZHOU Qiang, WANG Weixiao, et al. Characteristics and models of gaseous hydrocarbon generation from Triassic-Jurassic source rocks in Kuqa Depression[J]. Coal Geology & Exploration, 2007, 35(6): 18-22.
- [10] 王清华. 塔北西部喀拉玉尔衮构造带上寒武统下丘里塔格组油气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2024, 45(4): 615-628.
WANG Qinghua. Break through and significance of oil and gas exploration of Upper Cambrian Xiaqulituge Formation in Kalayuergun structural belt, western Tabei uplift[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(4): 615-628.
- [11] GOLDSTEIN R H. Reequilibration of fluid inclusions in low-temperature calcium-carbonate cement[J]. Geology, 1986, 14(9): 792-795.
- [12] 张玉强, 李凤春, 张伟. 激光剥蚀电感耦合等离子体联用条件优化及其应用[J]. 山东国土资源, 2018, 34(9): 92-96.
ZHANG Yuqiang, LI Fengchun, ZHANG Wei. Optimization and application of combined condition of laser ablation inductively coupled plasma[J]. Shandong Land and Resources, 2018, 34(9): 92-96.
- [13] 宋嘉琦, 肖晖. 川中古隆起震旦系灯二段流体包裹体特征与成藏过程[J]. 断块油气田, 2024, 31(5): 762-770.
SONG Jiaqi, XIAO Hui. Characteristics of fluid inclusions and accumulation process in the second Member of Dengying Formation of the Sinian in central Sichuan paleo-uplift[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(5): 762-770.
- [14] 梁万乐, 李贤庆, 魏强, 等. 库车坳陷北部山前带中生界烃源岩有机岩石学[J]. 现代地质, 2018, 32(6): 1137-1149.
LIANG Wanle, LI Xianqing, WEI Qiang, et al. Organic petrology of Mesozoic source rocks in the northern piedmont zone of the kuqa depression[J]. Geoscience, 2018, 32(6): 1137-1149.
- [15] 朱莲花, 徐珊. 塔里木盆地顺北地区1号、5号断裂带奥陶系原油地球化学特征及控藏因素[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 58-68.
ZHU Lianhua, XU Shan. Geochemical characteristics and reservoir controlling factors of Ordovician ultra-deep crude oil in No. 1 and No. 5 fault zones in Shunbei area[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 58-68.
- [16] 李二庭, 王汇彤, 王剑, 等. 准噶尔盆地乌夏地区生物降解原油中饱和烃组成解析[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 462-470.
LI Ertong, WANG Huitong, WANG Jian, et al. Study on composition of saturated hydrocarbon complex mixtures in biodegraded crude oil from Wuxia area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 462-470.
- [17] 黄亚浩, 汪如军, 文志刚, 等. 塔里木盆地富满油田深层—超深层油气成藏过程[J]. 石油学报, 2024, 45(6): 947-960.

- HUANG Yahao, WANG Rujun, WEN Zhigang, et al. Hydrocarbon accumulation process of the deep to ultra deep reservoirs in Fuman oilfield, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(6): 947-960.
- [18] 陈俊林, 黄亚浩, 郭小文, 等. 方解石脉体形成时间与流体来源及其地质意义: 以苏北盆地黄桥地区三叠系青龙组碳酸盐岩储层为例[J]. *地质科技通报*, 2024, 43(3): 157-169.
- CHEN Junlin, HUANG Yahao, GUO Xiaowen, et al. Formation time and fluid source of calcite veins and geological significance: An example from the Triassic Qinglong Formation carbonate reservoirs in the Huangqiao area, Subei Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2024, 43(3): 157-169.
- [19] 汪紫菱, 徐新德, 游君君, 等. 烃类包裹体荧光光谱技术在乌石凹陷油气成藏期次研究中的应用[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(5): 46-55.
- WANG Ziling, XU Xinde, YOU Junjun, et al. Application of fluorescence spectroscopy of hydrocarbon inclusions in the study of hydrocarbon accumulation stages in Wushi sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(5): 46-55.
- [20] FILDANI A, HANSON A D, CHEN Z, et al. Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru[J]. *AAPG bulletin*, 2005, 89(11): 1519-1545.
- [21] 朱光有, 胡剑风, 陈永权, 等. 塔里木盆地轮探1井下寒武统玉尔吐斯组烃源岩地球化学特征与形成环境[J]. *地质学报*, 2022, 96(6): 2116-2130.
- ZHU Guangyou, HU Jianfeng, CHEN Yongquan, et al. Geochemical characteristics and formation environment of source rock of the Lower Cambrian Yuertusi Formation in well Luntan 1 in Tarim basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(6): 2116-2130.
- [22] HE T H, LI W H, LU S F, et al. Quantitatively unmixing method for complex mixed oil based on its fractions carbon isotopes: A case from the Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 102-113.
- [23] 王柏然, 黄志龙, 肖冬生, 等. 吐哈盆地台北凹陷下侏罗统原油地球化学特征及油—源精细对比[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1).
- WANG Boran, HUANG Zhilong, XIAO Dongsheng, et al. Geochemical characteristics of the Lower Jurassic hydrocarbon and fine oil-source correlation in Taibei Sag, Turpan-Hami Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1): 164-175
- [24] CAO Y, WANG Q, ZOU H, et al. Genesis types and distribution laws of crude oil in Langgu sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(11): 1263.
- [25] HUANG H, ZHANG S, GU Y, et al. Impacts of source input and secondary alteration on the extended tricyclic terpane ratio: A case study from Palaeozoic sourced oils and condensates in the Tarim Basin, NW China[J]. *Organic Geochemistry*, 2017, 112: 158-169.
- [26] 黄思静, 卿海若, 胡作维, 等. 川东三叠系飞仙关组碳酸盐岩的阴极发光特征与成岩作用[J]. *地球科学*, 2008, 33(1): 26-34.
- HUANG Sijing, QING Hairuo, HU Zuwei, et al. Cathodoluminescence and diagenesis of the carbonate rocks in Feixianguan formation of Triassic, eastern Sichuan basin of China[J]. *Earth Science*, 2008, 33(1): 26-34.
- [27] 肖雪薇. 中国南方湘西、鄂西长阳地区下古生界牛蹄塘组流体演化及页岩气保存条件分析[D]. 武汉: 中国地质大学, 2023.
- XIAO Xuewei. Fluid evolution and shale gas preservation conditions analysis in the lower Paleozoic niutitang formation of the western Hunan and the western Hubei Changyang areas, Southern China[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2023.
- [28] 胡文瑄, 陈琪, 王小林, 等. 白云岩储层形成演化过程中不同流体作用的稀土元素判别模式[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 810-818.
- HU Wenxuan, CHEN Qi, WANG Xiaolin, et al. REE models for the discrimination of fluids in the formation and evolution of dolomite reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(6): 810-818.
- [29] 杨洋, 周跃飞, 骆少勇, 等. 碳酸盐岩中锰与钪分布相关性对沉积氧化还原条件的指示[J]. *合肥工业大学学报(自然科学版)*, 2019, 42(12): 1687-1694.
- YANG Yang, ZHOU Yuefei, LUO Shaoyong, et al. Distribution relationship between Mn and Sc in carbonates as an indicator on sedimentary redox condition[J]. *Journal of Hefei University of Technology (Natural Science)*, 2019, 42(12): 1687-1694.
- [30] 李超, 罗涛, 黄亚浩, 等. 苏北盆地高邮凹陷花页1井古近系阜宁组裂缝缝体流体演化及其对页岩油充注过程的指示意义[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(2): 228-237.
- LI Chao, LUO Tao, HUANG Yahao, et al. Fluid evolution of fracture veins of Paleogene Funing Formation in well HY1 in Subei Basin and implications for shale oil filling[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(2): 228-237.
- [31] 胡作伟, 李云, 李北康, 等. 显生宙以来海水锶同位素组成研究的回顾与进展[J]. *地球科学进展*, 2015, 30(1): 37-49.
- HU Zuwei, LI Yun, LI Beikang, et al. An overview of the strontium isotopic composition of phanerozoic seawater[J]. *Advances in Earth Science*, 2015, 30(1): 37-49.
- [32] MCARTHUR J M, HOWARTH R J, BAILEY T R. Strontium isotope stratigraphy: LOWESS version 3: Best fit to the marine Sr-isotope curve for 0~509 Ma and accompanying look-up table for deriving numerical age[J]. *The Journal of Geology*, 2001, 109(2): 155-170.
- [33] 罗富文, 柳少波, 卓勤功, 等. 库车坳陷秋里塔格构造带中段油气充注期次及成藏模式[J]. *东北石油大学学报*, 2024, 48(1): 26-38.
- LUO Fuwen, LIU Shaobo, ZHUO Qingong, et al. Hydrocarbon charging stage and accumulation model in the middle-east section of Qiulitage Structural Belt, Kuqa Depression[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024, 48(1): 26-38.
- [34] 桂丽黎, 卓勤功, 鲁雪松, 等. 基于原位方解石 U-Pb 定年与包裹体分析技术恢复储集层成岩-成藏过程: 以准噶尔盆地南缘高泉地区白垩系清水河组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(6): 1209-1220.
- GUI Lili, ZHUO Qingong, LU Xuesong, et al. Restoration of reservoir diagenesis and hydrocarbon accumulation process by calcite in-situ U-Pb dating and fluid inclusion analysis: A case study on Cretaceous Qingshuihe Formation in Gaoquan, southern Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(6): 1209-1220.