

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2023.103>



# 顺北地区不同走滑断裂带奥陶系油气成藏期次及其贡献度差异性

张 钰<sup>1</sup>, 曹自成<sup>1\*</sup>, 陈红汉<sup>2</sup>, 谷 茸<sup>1</sup>, 李海英<sup>1</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830011

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

**摘 要:** 塔里木盆地顺北地区不同走滑断裂带和同一条走滑断裂带不同段奥陶系断溶体油藏原油物化特性存在显著差异性. 揭示这种差异性的成因机理对该地区油气勘探开发具有重要意义. 通过采集顺北地区 17 口井共 100 块岩心样品开展流体包裹体系统分析, 在油气成藏期次划分和成藏时期厘定的基础上, 以原油密度计算  $API^{\circ}$  与显微荧光光谱参数 QF-535 关系为“桥梁”, 运用单个油包裹体统计分布模型对各期次成藏贡献度 (contribution percentage, CP) 进行了定量评价; 通过比较油藏原油物化特性参数 (密度、粘度、气/油比和  $Ro-MPI1$ ) 和各期次单个油包裹体显微荧光光谱参数 (QF-535、 $\lambda_{max}$  和 CP), 结果表明: (1) 顺北地区断溶体油藏总体发育 4 期成藏, 分别为加里东晚期 (438.2~405.8 Ma)、海西晚期—印支早期 (297.8~219.5 Ma)、燕山中—晚期 (139.9~106.1 Ma) 和喜山中—晚期 (29.0~0.3 Ma); (2) 顺北地区走滑断裂带断溶体油藏原油物化特性存在自西向东、自北而南原油密度和粘度下降、气/油比和原油成熟度 ( $Ro-MPI1$ ) 增加趋势, 造成其空间变化的主要原因是存在自西向东、自北而南晚期 (第三期、第四期) 油充注贡献度和气侵程度增加所致.

**关键词:** 油气成藏期次; 成藏时期; 贡献度; 走滑断裂带; 流体包裹体; 顺北地区; 塔里木盆地; 石油地质.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2023)06-2168-21

收稿日期: 2022-08-27

## Difference of Hydrocarbon Charging Events and Their Contribution Percentages to Ordovician Reservoirs among Strike-Slip Fault Belts in Shunbei Area, Tarim Basin

Zhang Yu<sup>1</sup>, Cao Zicheng<sup>1\*</sup>, Chen Honghan<sup>2</sup>, Gu Rong<sup>1</sup>, Li Haiying<sup>1</sup>

1. Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830011, China

2. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

**Abstract:** Significant physical and chemical differences of crude oil properties in strike-slip faulted karst Ordovician reservoirs occur both among the strike-slip faulted belts and the different segments of the same strike-slip faulted belt in Shunbei area, Tarim basin. It is, therefore, very important to reveal the processes of resulting in the physical and chemical heterogeneity of crude oils for hydrocarbon exploration and development in this area. In this study, 100 core samples from 17 wells have been taken to make

**基金项目:** 国家重点自然科学基金项目 (No.41730421); 国家科技重大专项 (No.2016ZX05004-001).

**作者简介:** 张钰 (1981—), 男, 高级工程师, 主要从事油气勘探研究与管理. E-mail: zhangyu.xbsj@sinopec.com

\* **通讯作者:** 曹自成, 研究员, 从事油气勘探工作. E-mail: caozc.xbsj@sinopec.com

**引用格式:** 张钰, 曹自成, 陈红汉, 谷茸, 李海英, 2023. 顺北地区不同走滑断裂带奥陶系油气成藏期次及其贡献度差异性. 地球科学, 48(6): 2168-2188.

**Citation:** Zhang Yu, Cao Zicheng, Chen Honghan, Gu Rong, Li Haiying, 2023. Difference of Hydrocarbon Charging Events and Their Contribution Percentages to Ordovician Reservoirs among Strike-Slip Fault Belts in Shunbei Area, Tarim Basin. *Earth Science*, 48(6): 2168-2188.

systematic fluid inclusion measurement. On the basis of determinations of hydrocarbon charging events and chronologies of hydrocarbon migration and accumulation, a bridging relationship between crude oil  $API^*$  calculated by crude oil densities and the microspectrofluorimetric QF-535 parameter of individual oil inclusions has been used to obtain the  $API^*$  statistical distribution models of single oil inclusions, which can be used for quantitative assessment of contribution percentages (CP) of each oil charging events. Comparing the physical and chemical properties of crude oils (density, viscosity, gas/oil ratio and Ro-MPII) and the microspectrofluorimetric parameters (QF-535,  $\lambda_{max}$  and CP) of each charging events, some research conclusions are archived as followings. (1) Total four oil charging events happened in the strike-slip faulted karst reservoirs in Shunbei area, which is consisted of the Late Caledonian (438.2–405.8 Ma), the Late Hercynian (297.8–219.5 Ma), the Middle and Late Yanshanian (139.9–106.1 Ma), and the Middle and Late Himalayan (29.0–0.3 Ma). (2) The changing tendency of crude oil properties, both from the west to the east, and the north to the south, shows declining of density and viscosity, and ascending of gas/oil ratio and oil maturity (Ro-MPII), which may be the result of the contribution percentages increasing of the late oil charging events (e.g. the third and fourth charging events) and natural gas invasion modification both at the two same directions.

**Key words:** hydrocarbon charging event; chronology of hydrocarbon migration and accumulation; contribution percentage; strike-slip fault belt; fluid inclusion; Shunbei area; Tarim basin; petroleum geology.

## 0 前言

受叠合盆地构造旋回性和复杂生烃史控制,油气成藏常具有期次性(李明诚等,2005).准确确定油气成藏时期并根据各期次贡献率来判断其主成藏期(平宏伟等,2012;陈红汉,2014;陈红汉等,2014),不仅是油气成藏过程分析中的重要内容,而且对建立具有勘探指导意义的油气成藏模式至关重要.基于成岩序次厘定基础之上且与烃类包裹体同期的盐水包裹体组合均一温度 15 °C 间隔分期(Goldstein and Reynolds, 1994)是最早用来划分油气充注期次的直接方法,尽管这种划分标准并非适用于所有的沉积盆地(赵力彬等,2005),并且与烃类包裹体同期的盐水包裹体判识中仍存在不确定性(Blamey *et al.*, 2008).基于单个烃类包裹体化学组分分期的激光剥蚀技术迄今尚不成熟(Siljeström *et al.*, 2013).但是运用单个油包裹体显微荧光光谱成熟度参数(Munz, 2001)和单个富气相包裹体激光拉曼探针分析获得定性组分进行充注幕次划分得到了广泛应用(陈红汉,2007, 2014;李纯泉等,2010).

将与烃类包裹体同期的盐水包裹体均一温度投影到标有等温线的埋藏史图上来获取油气充注年龄的间接定年方法(Karlsen *et al.*, 1993),在石油勘探中得到了广泛应用,不仅是因为该项技术和方法经济、快速,而且还在于它能够在岩石学特征上与每一期烃类包裹体直接关联,适合于多期定年(陈红汉,2007);但该方法面临的挑战来自于扰动性热异常温度场影响和剥蚀厚度恢复精度(曾治平

等,2002).若将流体包裹体这种间接定年方法与沥青质 Re-Os、自生伊利石 K-Ar 和捕获油包裹体方解石(或白云石、石英等)宿主矿物超低浓度 U-Pb 直接定年方法融合起来,构筑一个完整的油气成藏年代学格架,方能更好地约束油气成藏时期(陈红汉等,2014;Su *et al.*, 2020).

随着塔河南部奥陶系碳酸盐岩断溶体油藏特征认识的深入与开发实践(鲁新便等,2015, 2018),促进了对顺南和顺北地区深大走滑断裂带控制油气运聚和北塔里木玉儿吐斯组烃源岩广泛分布与中—晚期生油历史的再认识,并相继在 SB1、SB3、SB5 和 SB7 走滑断裂带获得重大突破——发现了顺北油气田(漆立新,2016, 2020;焦方正,2017, 2018).在进一步总结走滑断裂带控储、控藏和控富规律过程中,逐步认识到:在顺北地区奥陶系发育的克拉通台地相厚层碳酸盐岩层系中,以走滑断裂带多期构造裂缝化和破裂作用(形成垮塌角砾、碎裂角砾,甚至糜棱岩化)为主,并叠加后期埋藏阶段(热)流体造作用,形成以断核+损伤带—溶蚀孔洞为主要储集空间的规模储集体(李映涛等,2019);在上覆泥灰岩、泥岩等盖层封堵以及侧向致密灰岩遮挡下,形成一种由不规则状的断控岩溶缝洞体构成的圈闭类型,即“断溶体圈闭”(鲁新便等,2015).原地优质烃源通过走滑断裂带垂向输导,并在断溶体圈闭中发生多期充注而形成“断溶体油气藏”.因此,这类油气藏的主要特征表现为沿断裂带呈线性分布,并由一系列单独断溶体油气藏组成“断溶体油气藏群”(漆立新等,2021;云露,2021a, 2021b).

然而,顺北地区不同走滑断裂带之间以及同一

条走滑断裂带不同段之间断溶体油藏原油物化性质(颜色、密度、粘度、气/油比、生标和成熟度等)和产能均存在明显的差异性,显示出成藏的复杂性(曹自成等,2020;顾忆等,2020).造成这种差异性的原因是充注过程(充注期次和贡献度)的差异所致,还是由于后期改造过程(生物降解、气侵和 TSR 反应)的不同,甚至是由玉儿吐斯组烃源岩分布的变化所致等,这仍存在争议(顾忆等,2019;王玉伟等,2019;曹自成等,2020;Cheng *et al.*,2020;马安来等,2020).

首先,油源对比结果比较一致地认为,这些断溶体油藏原油主要来自于下伏下寒武统玉儿吐斯组烃源岩(高晓歌等,2018;罗明霞等,2019;谷茸等,2020;顾忆等,2020),且成熟度( $R_o$ )介于 0.77%~1.53%(Chai *et al.*,2020;Liu *et al.*,2020;Wang *et al.*,2021).

其次,在油气成藏期次和主成藏期方面争议较大:(1)基于流体包裹体分析结果认为存在“五幕三期(4幕油充注和一幕天然气)”充注;第一期为加里东晚期,第二期为海西晚期,第三期为喜马拉雅晚期,而天然气充注发生在喜马拉雅晚期(王玉伟等,2019).(2)在顺北地区主要寻找以下寒武统玉儿吐斯组原地烃源岩与燕山期以来晚期活动走滑断裂相匹配的、以晚期供烃为主的轻质油藏—天然气藏(顾忆等,2020).(3)基于发育 UCM 和正构烷烃完整的原油气相色谱  $C_{26}$ - $C_{31}$  25-降藿烷检出证据,认为至少发育两期油充注(柴程玉,2018;曹自成等,2020).

再者,在后期改造方面认为存在不同程度气蒸发分馏或原油裂解作用,诸如,原油轻烃和烷烃摩尔浓度分布模型显示 SB1 走滑断裂带原油存在显著的蒸发分馏,而 SB5 走滑断裂带北段就没有(Chai *et al.*,2020);而根据金刚烷含量计算气侵轻组分含量损失程度结果表明 SB1 及其分支走滑断裂带的原油裂解比例占 0%~42%,SB5 走滑断裂带中段为 20%~33%、南段达 54%(马安来等,2021).顺北地区原油裂解程度向东、向南靠近满加尔坳陷方向是增强的(Su *et al.*,2021;Wang *et al.*,2021).

顺托果勒地区原油中的烷基二苯并噻吩和芳烃浓度很低,表明其原油基本上没有或很少遭受 TSR 的影响(柴程玉,2018;Chai *et al.*,2020).

为此,本文主要基于流体包裹体的系统分析结果,从油气充注期次确定和各期次贡献度定量评价来分析顺北地区走滑断裂带断溶体油藏的差异性

及其原因,为认识该地区走滑断裂带高产井地质规律提供依据.

## 1 地质背景

顺北地区位于塔里木盆地沙雅隆起与卡塔克隆起之间的鞍部构造带,西接阿瓦提断陷北斜坡,东与满加尔坳陷相邻.地震和钻井资料揭示,该地区奥陶系地层发育齐全,自下而上为蓬莱坝组( $O_1p$ )、中一下统鹰山组( $O_{1-2y}$ )、中统一间房组( $O_{2yj}$ )、上统恰尔巴科组( $O_3q$ )、良里塔克组( $O_3l$ )和桑塔木组( $O_3s$ ).

中奥陶统一间房组( $O_{2yj}$ )主要为开阔台地相的台内礁滩亚相和台坪亚相沉积.早—中奥陶世沉积了一套灰岩、泥灰岩、白云岩为主夹泥岩地层;晚奥陶世向南部水体逐渐加深,发育台地—陆棚体系,沉积了巨厚层状泥岩为主夹粉砂岩、火山岩和灰岩(焦存礼等,2018).

前人对塔里木盆地构造研究认为至少经历 4 个演化阶段:(1)加里东早期(寒武纪—中奥陶世)克拉通边缘坳拉槽与克拉通内弱伸展阶段;(2)加里东中晚期—海西早期(中奥陶世—中泥盆世)克拉通隆起形成演化与整体强烈挤压阶段;(3)海西晚期—印支期(早二叠世—侏罗纪)塔北隆起持续抬升与挤压阶段;(4)燕山期—喜马拉雅期古隆起与断裂调整定型阶段(何登发等,2008).自加里东中晚期开始的缩聚变形以来,受周缘不均挤压和多期不同构造应力场所控制(王喜双等,1997;崔军文和唐哲民,2011),在塔里木板块内部发育高陡产状、小滑移距走滑断裂(Harding,1974;Gogonenkov and Timurziev,2010);由于在平面上具有“均匀间隔(even space)”特征,俗称“虎斑断裂”(Yin *et al.*,2016).由此可见,板内小型走滑断裂是克拉通周缘盆—山耦合过程中,块体斜向挤压通过边界应力分解在板内的一种构造响应.在顺北地区发育的这种走滑断裂,诸如 SB1、SB1 分支、SB5 和 SB7 等(Deng *et al.*,2019)(图 1).

## 2 流体包裹体/原油分析

### 2.1 成岩作用类型和成岩序次

成岩矿物中的流体包裹体系统分析应是以扎实的成岩作用类型和成岩序次研究为基础.为此,本研究采集顺北地区 17 口井共 100 块岩心样品,制

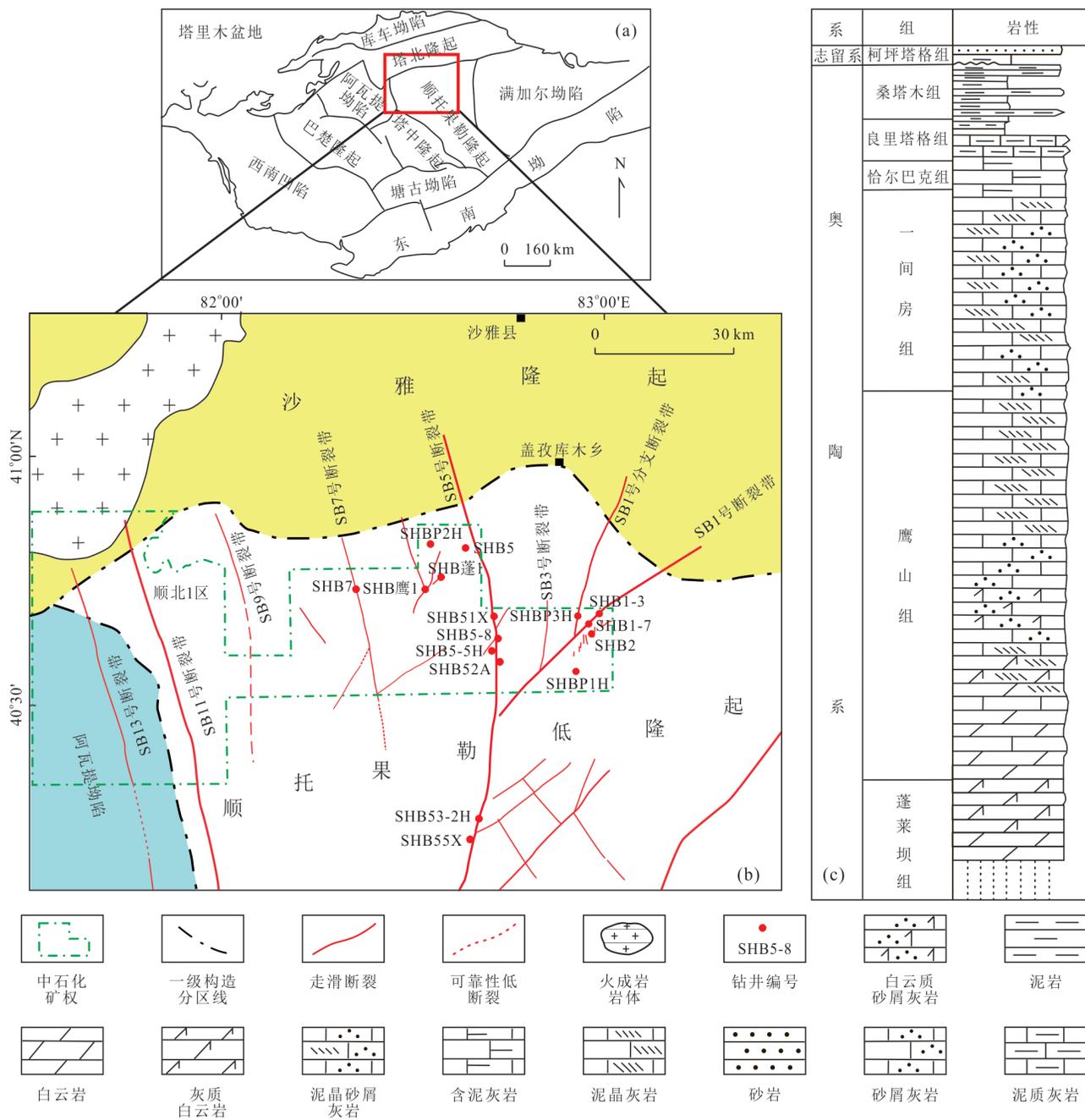


图 1 顺北地区  $T_7^4$  界面走滑断裂及取样钻井位置图(a, b)和工区奥陶系综合柱状图(c)

Fig.1 Map showing the strike-slip faults and sampling wells location on  $T_7^4$  boundary in Shunbei area (a, b) and the synthetic Ordovician lithological column (c)

成双面抛光流体包裹体测定薄片,经过冷阴极发光和荧光观察,对顺北地区走滑断裂带奥陶系碳酸盐岩储层成岩作用类型进行了详细研究,特别是对其溶蚀孔洞和裂缝充填胶结物成岩序次以裂缝发育期次进行了厘定。结果表明,顺北SB1、SB5和SB7号走滑断裂带奥陶系一间房组和鹰山组成岩作用序次:第一期为生—准同生岩溶和近地表—浅埋藏阶段方解石充填;第二期为中浅埋藏方解石充

填、局部压溶和埋藏白云石化;第三期为深埋藏方解石充填,局部发育硅化和热液白云石化;第四期为深层—超深层埋藏阶段深成岩溶裂缝扩溶和溶蚀孔洞形成,并后续被硅质交代、方解石和萤石矿物(部分)充填;顺北地区奥陶系发育  $F_1$ 、 $F_2$  和  $F_3$  等三期裂缝: $F_1$  为近地表—浅埋藏阶段方解石充填, $F_2$  为埋藏阶段两个世代方解石和局部沥青充填, $F_3$  为深埋藏阶段形成,多开启未被充填,局部为沥青充

填(王玉伟,2019).

## 2.2 显微荧光光谱分析

为了便于理解,在实测原油/单个油包裹体显微荧光光谱之前,先给出常用的荧光特性参数定义.首先是原油/油包裹体荧光颜色.通常情况下,随着成熟度的增加,无论何种烃源岩生成的原油饱和烃/芳烃比值和  $API$  在不断地增加,从而使得其荧光颜色发生变化:红色→橙色→黄色→绿色→蓝色→亮蓝色,即发生蓝移(陈红汉,2014).其次是根据原油/油包裹体(显微)荧光光谱定义的、与热成熟度呈负相关的 3 个参数定义如下(图 2):

(1) 主峰波长 ( $\lambda_{max}$ , nm): 荧光光谱最大强度对应的波长.

(2) 红/绿商或  $Q$  值:

$$Q = I_{600} / I_{500}, \quad (1)$$

(1) 式中,  $I_{600}$  为波长为 600 nm 对应的谱峰强度,  $I_{500}$  为波长为 500 nm 对应的谱峰强度.

(3)  $QF-535$ :

$$QF-535 = A_{面积} / B_{面积}, \quad (2)$$

(2) 式中,  $A_{面积} = (\lambda_{750} - \lambda_{535})$ , 为波长 750 nm 和 535 nm 所围限的面积,代表重烃的丰度;  $B_{面积} = (\lambda_{535} - \lambda_{430})$ , 为波长 535 nm 和 430 nm 所围限的面积,代表轻烃的丰度.

**2.2.1 原油显微荧光光谱分析** 运用显微荧光光谱仪(Maya-2000 pro, 光束直径 2  $\mu\text{m}$ ) 获得大量原油和油包裹体显微荧光光谱测定统计结果表明,  $\lambda_{max}$  对成熟度参数比较敏感, 适合做充注幕次划分; 而  $QF-535$  实测数据比较稳健, 适于做统计分析(陈红汉, 2014). 为此, 本研究选择  $QF-535$  参数作为连接原油和包裹体油显微荧光光谱参数的“桥梁”, 而原油的  $API$  可根据下式计算获得:

$$API^o = \frac{141.5}{\rho_o} - 131.5, \quad (3)$$

式(3)中,  $\rho_o$  为 20  $^{\circ}\text{C}$  下的原油密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ). 根据塔里木盆地塔河和顺北油田奥陶系 35 个原油样品的显微荧光光谱分析  $QF-535$  和(3)式计算的  $API^o$  (表 1) 回归拟合获得下式(图 3):

$$API^o = -19.56 \ln(QF-535) + 34.265, \quad (4)$$

(4) 式就是原油  $API^o$  预测模型, 但同样可用于包裹体油  $API^o$  的计算.

**2.2.2 单个油包裹体显微荧光光谱分析** 本研究对顺北地区走滑断裂带奥陶系有 10 口井样品中的方解石/石英成岩宿主矿物和裂纹中发育的原生/

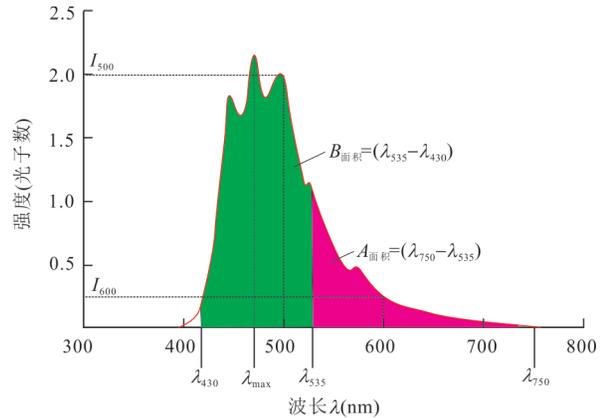


图 2 在 UV(365 nm) 激发下原油/油包裹体显微荧光光谱成熟度参数定义(据 Munz, 2001)

Fig. 2 The definitions of microspectrofluorimetric thermal maturity parameters of crude oil/individual oil inclusion under UV excitation (365 nm) (after Munz, 2001)

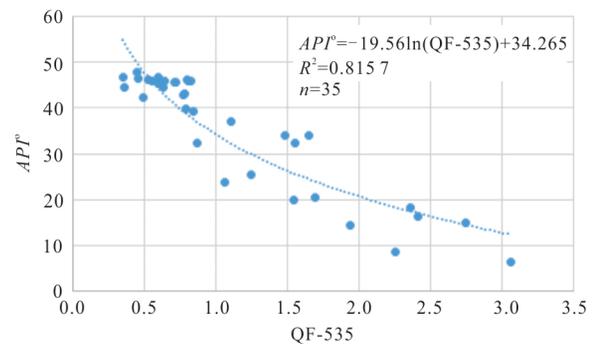


图 3 塔里木盆地奥陶系原油  $API^o$ — $QF-535$  关系图

Fig. 3 Plot of  $QF-535$  vs.  $API^o$  of the Ordovician crude oils in Tarim basin

次生油包裹体进行了透射光和荧光观察(图 4)以及单个油包裹体显微荧光光谱测试. 首先, 从获得单个油包裹体显微荧光光谱图(图 5)可看出, 顺北地区奥陶系一间房组+鹰山组总体发育三幕不同成熟度油充注.

将每个油包裹体显微荧光光谱参数  $QF-535$  代入公式(4), 即可计算其  $API^o$ . 再将每口井的不同幕次包裹体油  $API^o$  和储层原油  $API^o$  做统计直方图(图 6), 在完成成藏期次划分和成藏时期确定之后, 即可定量计算各期次的成藏贡献度. 于是, 将油包裹体和原油显微荧光光谱成熟度参数主峰波长 ( $\lambda_{max}$ )、 $QF-535$  以及计算的油包裹体  $API^o$  统计平均值列于表 2.

表1 塔里木盆地奥陶系原油密度和显微荧光光谱参数

Table 1 Data of the densities and microspectrofluorimetric parameters for crude oils of the Ordovician reservoirs in Tarim basin

序号	井号	层位	深度(m)	QF-535	密度 (g/cm <sup>3</sup> ) <sup>①</sup>	API <sup>②</sup>
1	TK915-4	O <sub>2</sub> yj	5 758~5 832	0.872	0.863	32.52
2	TP46	O <sub>2</sub> yj	6 256.57~6 313.00	1.244	0.902	25.37
3	S9702	O <sub>2</sub> yj	5 545~5 570	1.066	0.910	23.94
4	YJ1-9X	O <sub>2</sub> yj	7 152.17~7 290.00	0.601	0.800	45.40
5	YJ2-14	O <sub>2</sub> yj	7 083.18~7 166.00	1.106	0.840	36.99
6	TS301	O <sub>1-2</sub> y	6 274~6 478	3.060	1.027	6.25
7	S48	O <sub>1-2</sub> y	5 363~5 370	2.740	0.966	15.06
8	TK6100	O <sub>1-2</sub> y	5 476.24~5 595.19	2.409	0.957	16.30
9	YQX1	O <sub>1-2</sub> y	5 773.52~5 850.00	1.550	0.863	32.46
10	TS3	O <sub>1-2</sub> y	5 822.45~6 168.24	2.250	1.010	8.60
11	YB1-2X	O <sub>1-2</sub> y	5 105~5 809	1.547	0.935	19.90
12	T314	O <sub>1-2</sub> y	5 611.00~5 632.50	1.486	0.855	33.94
13	TK469	O <sub>1-2</sub> y	5 413.13~5 559.82	1.939	0.969	14.54
14	TK210	O <sub>1-2</sub> y	5 448.33~5 680.00	2.361	0.945	18.27
15	AD25	O <sub>3</sub>	5 868~6 595	1.696	0.930	20.63
16	SHB1-2	O <sub>2</sub> yj	7 469.00~7 569.47	0.53	0.796	46.26
17	SHB1-3	O <sub>2</sub> yj	7 255.70~7 357.89	0.35	0.794	46.71
18	SHB1-3	O <sub>2</sub> yj	7 255.70~7 357.89	0.46	0.795	46.49
19	SHB1-4	O <sub>2</sub> yj	7 459.00~7 561.96	0.55	0.798	45.82
20	SHB1-5	O <sub>2</sub> yj	7 474.52~7 576.19	0.64	0.798	45.82
21	SHB1-6	O <sub>2</sub> yj	7 288.16~7 399.75	0.45	0.789	47.84
22	SHB1-7	O <sub>2</sub> yj	7 339.36~7 456.00	0.72	0.799	45.60
23	SHB1-14	O <sub>2</sub> yj	7 580.00~7 710.00	0.71	0.799	45.60
24	SHB1-15	O <sub>2</sub> yj + O <sub>1-2</sub> y	7 614.00~8 010.00	0.60	0.794	46.71
25	SHB1-8	O <sub>1-2</sub> y	7 415.50~7 571.64	0.83	0.798	45.82
26	SHB1-9	O <sub>1-2</sub> y	7 372.74~7 630.00	0.36	0.804	44.50
27	SHBP3H	O <sub>1-2</sub> y	7 395.52~7 639.71	0.81	0.797	46.04
28	SHB2	O <sub>2</sub> yj + O <sub>1-2</sub> y	7 348.60~7 753.00	0.80	0.796	46.26
29	SHB2	O <sub>2</sub> yj + O <sub>1-2</sub> y	7 348.60~8 169.30	0.78	0.810	43.19
30	SHBP1H	O <sub>1-2</sub> y	7 372.74~7 630.00	0.77	0.812	42.76
31	SHB3	O <sub>1-2</sub> y	7 518.82~7 891.26	0.49	0.814	42.33
32	SHB5-2	O <sub>2</sub> yj	7 460.33~7 527.16	0.79	0.826	39.81
33	SHB5	O <sub>2</sub> yj	7 315.00~7 950.06	0.84	0.829	39.19
34	SHB51X	O <sub>2</sub> yj	7 753.64~7 876.00	0.63	0.804	44.50
35	SHB7	O <sub>1-2</sub> y	7 568.46~7 863.66	1.65	0.855	24.46

注:①在20℃下测定的原油密度;②运用公式(3)计算获得原油的API。

### 3 油气成藏期次和成藏时期

运用与各期次油包裹体同期盐水包裹体均一温度(表3)在埋藏史图上的投影来求取各期次的充注年龄(图7),再将获得的年龄标注到统一的时间轴上,就可以进行油气成藏期次划分和成藏时期确

定(陈红汉,2007)。本研究完成了SHB2、SHB1-3、SHB1-7、SHBP3H、SHB5、SHB51X、SHB5-8、SHB52A、SHB55X和SHB7共10口井的油气成藏期次划分和成藏时期确定(表4、图8)。由此可见,顺北地区走滑断裂带奥陶系总体上发育4期油气成藏:第一期发生在加里东晚期(438.2~405.8 Ma);

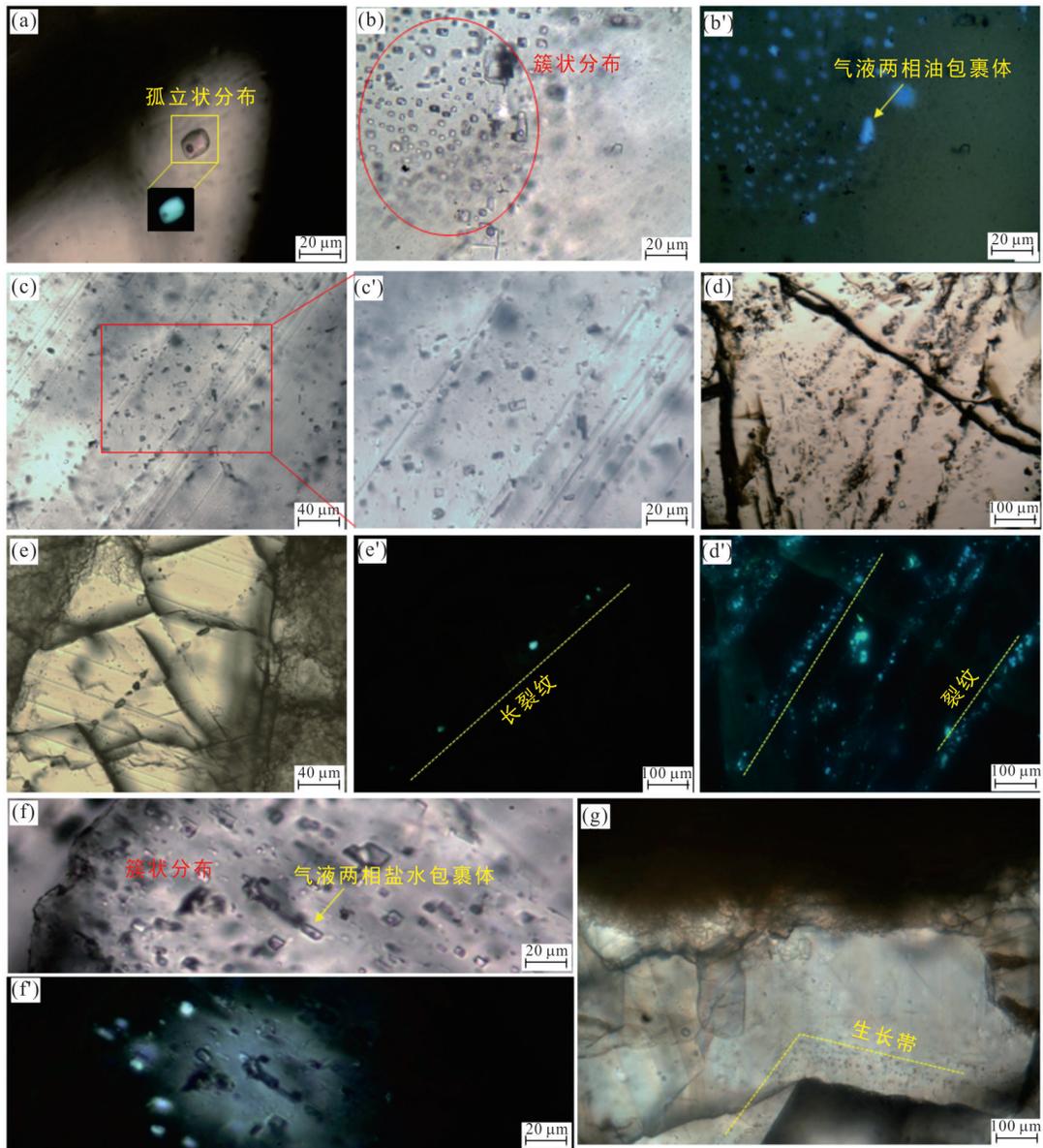


图4 顺北地区走滑断裂带中下奥陶统油包裹体油荧光观察照片

Fig.4 Microphotos under UV and transmission lights of oil inclusions in the Middle and Lower Ordovician in strike-slip faults of Shunbei area

a.SHB7井,  $O_{1-2y}$ , 7 728.80 m, 硅质灰岩. 裂缝充填方解石裂纹中检测到一期发蓝绿色荧光的孤立分布的油包裹体; b~b'.SHB2井,  $O_{1-2y}$ , 7 737.00 m, 溶洞充填方解石中检测到团簇状分布的发亮蓝色荧光的油包裹体及盐水包裹体, 为原生包裹体; c~c'.SHB52A井,  $O_{1-2y}$ , 7 782.05 m, 泥晶灰岩, 裂缝充填方解石中检测到随机分布流体包裹体; d~d'.SHB5-8井,  $O_{2yj}$ , 7 678.84 m, 泥晶灰岩. 溶洞充填方解石裂纹中检测到一期发亮蓝色荧光的次生油包裹体沿愈合裂纹分布; e~e'.SHB5-8井,  $O_{2yj}$ , 7 678.84 m, 泥晶灰岩. 裂缝充填方解石中观察到一期发亮蓝色荧光的次生油包裹体沿长愈合纹分布; f~f'.SHB5井,  $O_{2yj}$ , 7 426.90 m, 溶洞充填方解石中检测到一期发蓝绿色荧光油包裹体及盐水包裹体; g.SHB52A井,  $O_{1-2y}$ , 8 121.61 m, 云质泥晶灰岩, 沿生长带分布流体包裹体

第二期发生在海西晚期—印支早期 (297.8~219.5 Ma); 第三期发生在燕山中—晚期 (139.9~106.1 Ma); 第四期发生在喜山中—晚期 (29.0~0.3 Ma). 但不同走滑断裂带或同一走滑断裂带不同段的油气成藏期次和年龄存在显著差异 (表3).

SHB2井位于与SB1走滑带平行的一条走滑断

裂带的拉分段, 该走滑断裂带向上贯穿程度没有SB1走滑断裂带那么高, 在  $T_7^4$  界面表现右行右阶雁列断裂 (图1). 其一间房组和鹰山组均发育第一期、第二期和第四期油充注, 喜山期在鹰山组还发育天然气充注成藏.

位于SB1走滑断裂带拉分段上的SHB1-3井和

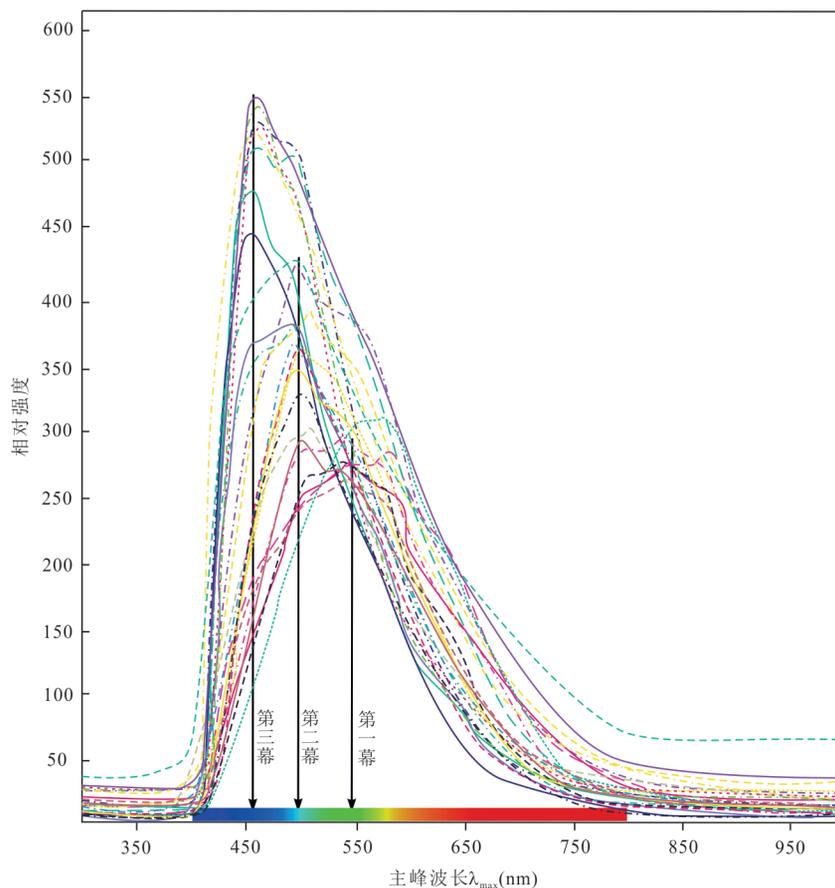


图5 顺北地区奥陶系单个油包裹体显微荧光光谱

Fig.5 The micro-beam fluorescent spectrums of the Ordovician individual oil inclusions in Shunbei area

平移段上的SHB1-7井一间房组油气充注历史与SHB2井相似,均发育第一期、第二期和第四期油充注,喜山期还发育天然气充注.而位于SB1走滑断裂的分支断裂带上的SHBP3H却发育第二期、第三期和第四期油充注,喜山期也发育天然气充注.

SHB5井位于SB5走滑断裂带北段的压隆段,一间房组发育第一期和第二期油充注成藏;而位于中段的SHB51X井发育第二期油充注;SHB5-8井一间房组发育第一期、第二期和第三期油充注成藏;SHB52A井一间房组发育第二期和第四期油充注以及喜山期天然气充注,鹰山组发育第一期和第二期油充注成藏;SHB55X井一间房组发育第一期和第二期油充注成藏;SHB7井鹰山组发育第一期和第二期油充注成藏.

#### 4 各期次成藏贡献度

古油气成藏贡献度分析是建立在油包裹体 $APT$ 预测的基础上的(平宏伟等,2012).原油 $APT$ 是原油成熟度的标志,也反映了烃源岩的热演化程

度.因此,每一幕原油充注时期内,成岩矿物捕获的油包裹体 $APT$ 频率分布应该符合原油从开始充注强度小、 $APT$ 低到充注高峰时充注强度最大、 $APT$ 增大到充注晚期充注强度再次减小、 $APT$ 增大.假设这种 $APT$ 分布服从正态分布趋势(图7),那么,从理论上讲,有几幕原油充注,那么原油 $APT$ 分布就应该存在几个正态分布趋势,然而由于早期原油充注对储层成岩作用的抑制作用,晚期充注的原油捕获的油包裹体丰度可能要小得多,正态分布趋势可能不明显.通过对比油包裹体 $APT$ 频率分布直方图与油藏现今原油 $APT$ ,可以比较每一幕原油充注对现今油气聚集的贡献度最大(图9).

至此,我们可以做两个假设:(1)每幕充注油被捕获的油包裹体 $APT$ 服从正态分布;(2)现在储层中的原油是若干幕充注油混合而成.于是,根据正态分布趋势,对于理想的两幕原油充注的油包裹体 $APT$ 频率直方图,其中A、B和C这3个不同区域代表成藏后油藏原油 $APT$ 的可能范围.如果油藏原油 $APT$ 位于区域B内,则表明现今油藏为两幕原油充

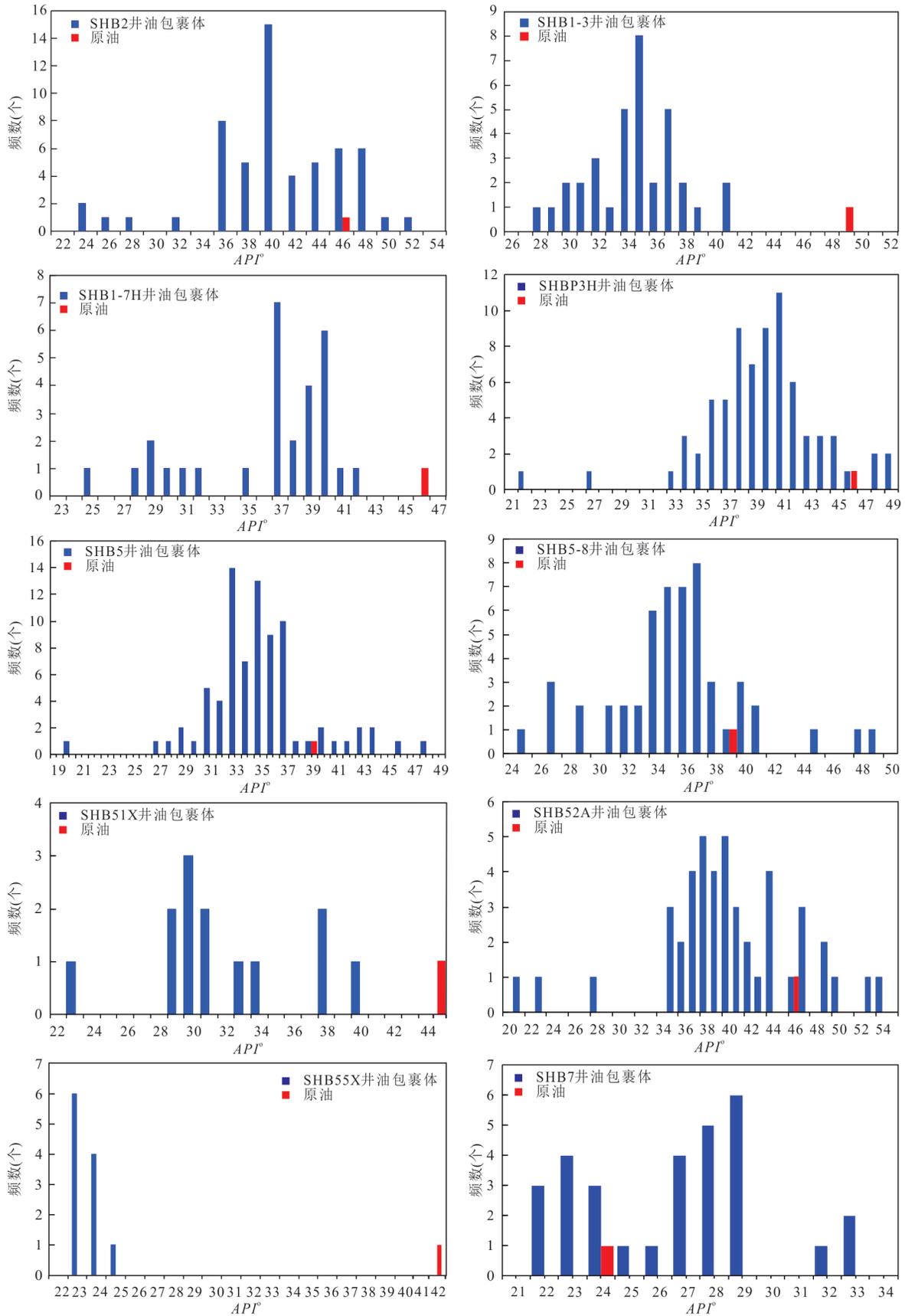


图 6 顺北地区奥陶系单个油包裹体和原油  $API^\circ$  统计直方图

Fig.6 The statistical histograms  $API^\circ$  of the Ordovician individual oil inclusions and crude oils in Shunbei area

表2 顺北地区奥陶系储层单个油包裹体显微荧光光谱成熟度参数

Table 2 Data of microspectrofluorimetric maturity parameters for individual oil inclusions of the Ordovician reservoirs in Shunbei area

井号	层位	深度(m)	测量数(个)	显微荧光光谱参数平均值			APT <sup>③</sup>
				包裹体油/原油	$\lambda_{\max}$ (nm)	QF-535	
SHB2	O <sub>2y</sub> j+O <sub>1-2y</sub>	7 525.30~7 734.64	56	包裹体油第一期	547	1.58	25.38
		7 521.70		包裹体油第二期	493	0.82	38.68
		7 522.56~7 737.68		包裹体油第四期	475	0.73	46.40
SHB1-3	O <sub>2y</sub> j	7 348.60~7 753.00	1	油藏原油	494	0.80	46.26
		7 268.60~7 279.40	44	包裹体油第一期	539	1.24	30.03
		7 268.60~7 288.00		包裹体油第二期	518	1.04	33.47
SHB1-7	O <sub>2y</sub> j+O <sub>3g</sub>	7 265.50~7 288.00	31	包裹体油第三期	487	0.90	36.29
		7 255.70~7 357.89		油藏原油	470	0.46	49.39
		7 255.90~7 356.80		包裹体油第一期	542	1.31	28.96
SHBP3H	O <sub>2y</sub> j	7 339.36~7 456.00	1	包裹体油第二期	516	1.09	32.55
		7 432.30~7 435.07	74	包裹体油第三期	488	0.85	37.40
		7 395.52~7 639.71		油藏原油	480	0.72	45.60
SHB5	O <sub>2y</sub> j	7 432.30~7 435.07	80	包裹体油第一期	549	1.65	24.63
		7 331.27~7 427.00		包裹体油第二期	521	1.01	34.81
		7 315.00~7 950.06		包裹体油第三期	487	0.83	43.80
SHB51X	O <sub>2y</sub> j	7 315.00~7 950.06	1	油藏原油	494	0.80	39.19
		7 558.30~7 571.25	13	包裹体油第一期	541	1.58	25.32
		7 558.30~7 571.25		包裹体油第二期	517	1.24	30.06
SHB5-8	O <sub>2y</sub> j	7 753.64~7 876.00	1	包裹体油第三期	495	0.90	36.33
		7 678.55~7 687.95	52	油藏原油	492	0.63	44.50
		7 678.55~7 687.95		包裹体油第一期	505	1.14	31.62
SHB52A	O <sub>2y</sub> j+O <sub>1-2y</sub>	7 678~8 024	1	包裹体油第二期	496	0.93	35.68
		7 678~8 024	30	包裹体油第三期	485	0.67	42.15
		7 678~8 024		油藏原油	492	0.63	38.88
SHB55X	O <sub>2y</sub> j+O <sub>1-2y</sub>	7 671.86~7 901.64	1	包裹体油第一期	564	1.73	23.49
		7 644~8 137		包裹体油第二期	488	0.78	39.14
		7 644~8 137		包裹体油第三期	454	0.47	48.83
SHB7	O <sub>2y</sub> j	7 736.00	11	油藏原油	492	0.63	45.82
		7 708~8 725	1	包裹体油第一期	504	1.75	23.34
SHB7	O <sub>1-2y</sub>	7 728.90~7 729.32	30	油藏原油	459	0.82	42.10
		7 568.46~7 863.66		1	包裹体油第一期	540	1.57
				包裹体油第二期	518	1.37	28.64
				油藏原油	502	1.65	24.46

注:③包裹体油 APT<sup>③</sup>是据公式(4)计算获得。

注共同贡献的结果;如果油藏原油 APT<sup>③</sup>较靠近第一幕原油峰值 APT<sup>③</sup>,则表明第一幕原油对现今油藏贡献度较大,反之则表明第二幕原油对现今油藏贡献度较大(图9)。于是,对于A、B两幕油充注,任意一幕油充注的成藏贡献度数值可以通过以下公式

计算:

$$CP(A) = \frac{\rho_R - \rho_A}{\rho_B - \rho_A} \times 100\%, \quad (5)$$

(5)式中,CP(A)为A幕油充注的成藏贡献度; $\rho_R$ 为油藏油的 APT<sup>③</sup>; $\rho_A$ 为第A期油充注的峰值范围内平

表 3 顺北地区走滑断裂带奥陶系流体包裹体显微测温数据

Table 3 Data of averaged homogenization temperatures for oil inclusions and aqueous inclusions of the Ordovician reservoirs in the strike-slip faults of Shunbei area

井号	深度 (m)	宿主矿物	流体包 裹体 产状	油包裹体均一温度(°C)	盐水包裹体均一温度(°C)			
					换算盐度平均值%NaCl			
					$Th_1$	$Th_2$	$Th_3$	$Th_4$
SHB1-3	7 268.30	裂缝充填方解石	原生	$Th_2=80.0$				
		溶洞充填方解石	原生	$Th_2=83.5$	126.2			
SHB1-7	7 352.13	裂缝充填方解石	原生		105.8			
			次生		104.4	122.9	156.5	175.0
SHB1-7	7 356.80	裂缝充填方解石	原生		94.6	108.4		
			次生	$Th_1=54.7$	95.7			
SHB5-8	7 678.84	裂缝充填方解石	次生	$Th_1=62.4; Th_2=105.5; Th_3=136.8$	86.1			
		溶洞充填方解石	原生	$Th_1=49.0; Th_2=70.0; Th_3=115.7$		96.3	110.5	
SHB5-8	7680.10	裂缝充填方解石	次生			102.4		
		溶洞充填方解石	原生		89.8		111.9	
SHB5-8	7 681.50	溶洞充填方解石	原生		90.2			
			次生	$Th_1=56.5; Th_2=91.7; Th_3=103.5$	90.0		113.1	
SHB5-8	7 683.60	裂缝充填方解石	原生		90.1		109.3	
		溶洞充填方解石	原生		92.2	102.2		
SHB7	7728.80	裂缝充填方解石	原生		103.6	122.9	156.1	
			次生	$Th_2=72.2$	102.0	127.3		
SHB7	7 728.90	溶孔充填方解石	原生		108.0	125.2		
			次生	$Th_2=80.9$	114.0			
SHB51X	7 567.29	溶洞充填方解石	原生		82.0	117.4	224.1	

表 4 顺北地区走滑断裂带奥陶系油气成藏期次和成藏时期

Table 4 Data of hydrocarbon charging events and ages in the strike-slip faults of the Ordovician in Shunbei area

井号	走滑断裂 分段性	层位	成藏期次及年龄(Ma)			
			第一期	第二期	第三期	第四期
SHB2	平行SB1拉分段	$O_2y_j$	423.2~405.8	263.1~252.5		3.9~2.1
		$O_{1-2}y$	425.1~408.7	267.6~250.8		9.7~0.3
SHB1-3	SB1拉分段	$O_2y_j$	422.1~407.2	297.8~264.1		18.7~3.2
SHB1-7	SB1平移段	$O_3q$		249.8		13.1~3.2
		$O_2y_j$	434.1~429.4	298.7~242.3		14.6~2.2
SHBP3H	SB1分支拉分段	$O_2y_j$		258.0~256.8	139.9~106.1	29.0~12.5
SHB5	SB5北段压隆段	$O_2y_j$	435.8~425.6	251.0~219.5		
SHB51X	SB5中段拉分段	$O_2y_j$		250.5~229.8		
SHB5-8	SB5中段拉分段	$O_2y_j$	427.2~413.2	291.6~231.5	128.6	
SHB52A	SB5分支挤压段	$O_2y_j$		285.0~276.5		21.2~19.8
		$O_{1-2}y$	424.8	268.2		
SHB55X	SB5南段复式拉分	$O_2y_j$	438.2	290.5		
SHB7	挤压段	$O_{1-2}y$	437.2~424.1	260.0~236.8		
成藏时期			加里东晚期 (438.2~405.8 Ma)	海西晚期—印支早期 (298.7~242.3 Ma)	燕山期 (139.9~106.1 Ma)	喜山中—晚期 (29.0~0.3 Ma)

均  $APF$ ;  $\rho_B$  为第 B 期油充注的峰值范围内平均  $APF$ 。

若存在两幕以上油充注,可用下式:

$$CP(i) = \frac{\rho_i(\rho_o - \rho_{i+1})}{\rho_o(\rho_i - \rho_{i+1})} \times 100\%, \quad (6)$$

表 5 顺北地区走滑断裂带奥陶系各成藏期次贡献度

Table 5 The contribution percentages of each hydrocarbon charging events in the strike-slip faults Ordovician in Shunbei area

井号	走滑断裂分段性	层位	成藏贡献度(%)			
			第一期	第二期	第三期	第四期
SHB2	平行SB1拉分段	O <sub>2</sub> y+O <sub>1-2</sub> y	油充注	1.67	未充注	98.33
SHB1-3	SB1拉分段	O <sub>2</sub> yj	油充注	油充注	未充注	油充注+气侵改造
SHB1-7	SB1平移段	O <sub>2</sub> yj+O <sub>3</sub> q	油充注	油充注	未充注	油充注+气侵改造
SHBP3H	SB1分支拉分段	O <sub>2</sub> yj	未充注	贡献度很小	27.75	72.25
SHB5	SB5北段压隆段	O <sub>2</sub> yj	52.07	47.93	未充注	未充注
SHB51X	SB5中段拉分段	O <sub>2</sub> yj	未充注	油充注	未充注	气侵改造(?)
SHB5-8	SB5中段拉分段	O <sub>2</sub> yj	贡献度很小	77.42	22.58	未充注
SHB52A	SB5分支挤压段	O <sub>2</sub> yj+O <sub>1-2</sub> y	贡献度很小	42.48	未充注	57.52
SHB55X	SB5南段复式拉分	O <sub>2</sub> yj	油充注	油充注	未充注	气侵改造(?)
SHB7	挤压段	O <sub>1-2</sub> y	81.68	18.32	未充注	未充注
成藏时期			加里东晚期 (438.2~405.8 Ma)	海西晚期—印支早期 (298.7~242.3 Ma)	燕山期 (139.9~106.1 Ma)	喜山中—晚期 (29.0~0.3 Ma)

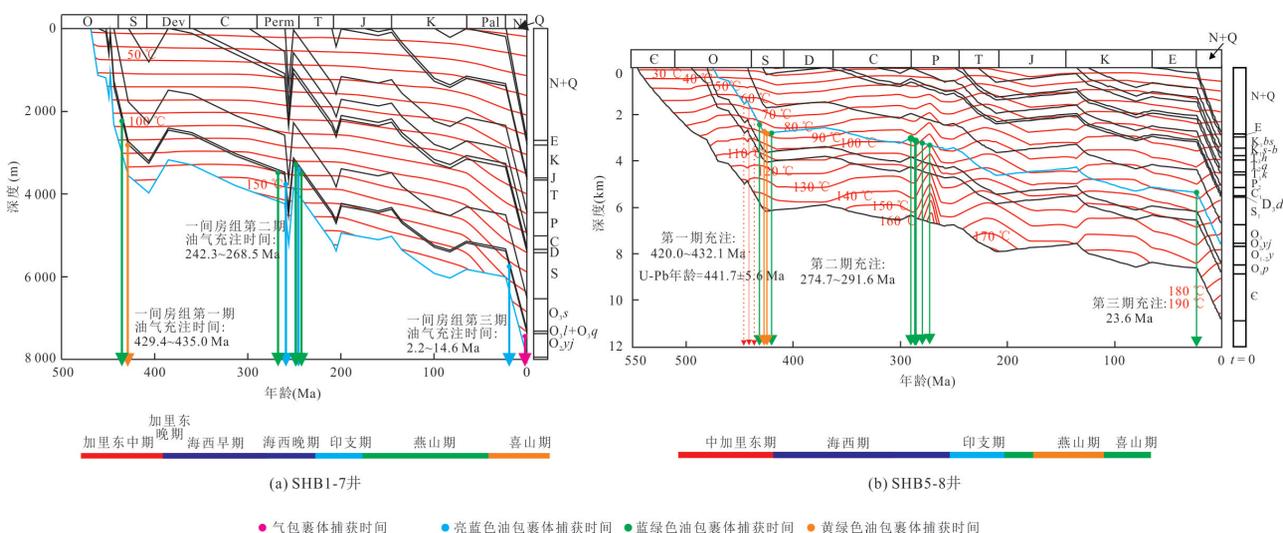


图 7 顺北地区典型均一温度—埋藏史投影求取油气充注年龄

Fig.7 The charging ages of oil determined by homogenization temperatures projecting on burial historic curves for typical wells in Shunbei area

(6)式中,  $CP(i)$ 为第  $i$ 幕油充注贡献度(%),  $\rho_o$ 为油藏原油  $APT$ ,  $\rho_i$ 为第  $i$ 幕充注包裹体油  $APT$ ,  $\rho_{i+1}$ 为第  $i+1$ 幕充注包裹体油  $APT$ . 根据公式(6)可先确定两期主要充注期次,再利用公式(5)进行计算.一旦原油的  $APT$  高于最高包裹体油  $APT$  (气侵改造)、或低于最低包裹体油  $APT$  (生物降解改造),此方法就不适用了.

根据表 3 中的包裹体油和油藏原油的  $API$  以及图 8 确定的成藏期次和时期,就可以运用公式(5)或(6)来计算各成藏期次的贡献度.计算结果列于表 5.

需要指出的是,SHB1-3、SHB1-7、SHB51X 和

SHB55X 井油藏可能受到喜山中—晚期气侵改造,其原油  $APT$  远远高于所有油包裹体  $APT$  (图 5),因此不能用此方法来计算其成藏贡献度.

## 5 走滑断裂带油气富集差异性讨论

### 5.1 原油物性特征

顺北地区走滑断裂带奥陶系钻遇的是轻质—挥发性原油油藏(按照 20 °C 下原油密度划分).原油物性在不同走滑断裂带和同一条走滑断裂带不同段上表现出显著的差异性和变化趋势.

(1)原油密度(图 10a):SB1 主干走滑断裂带原

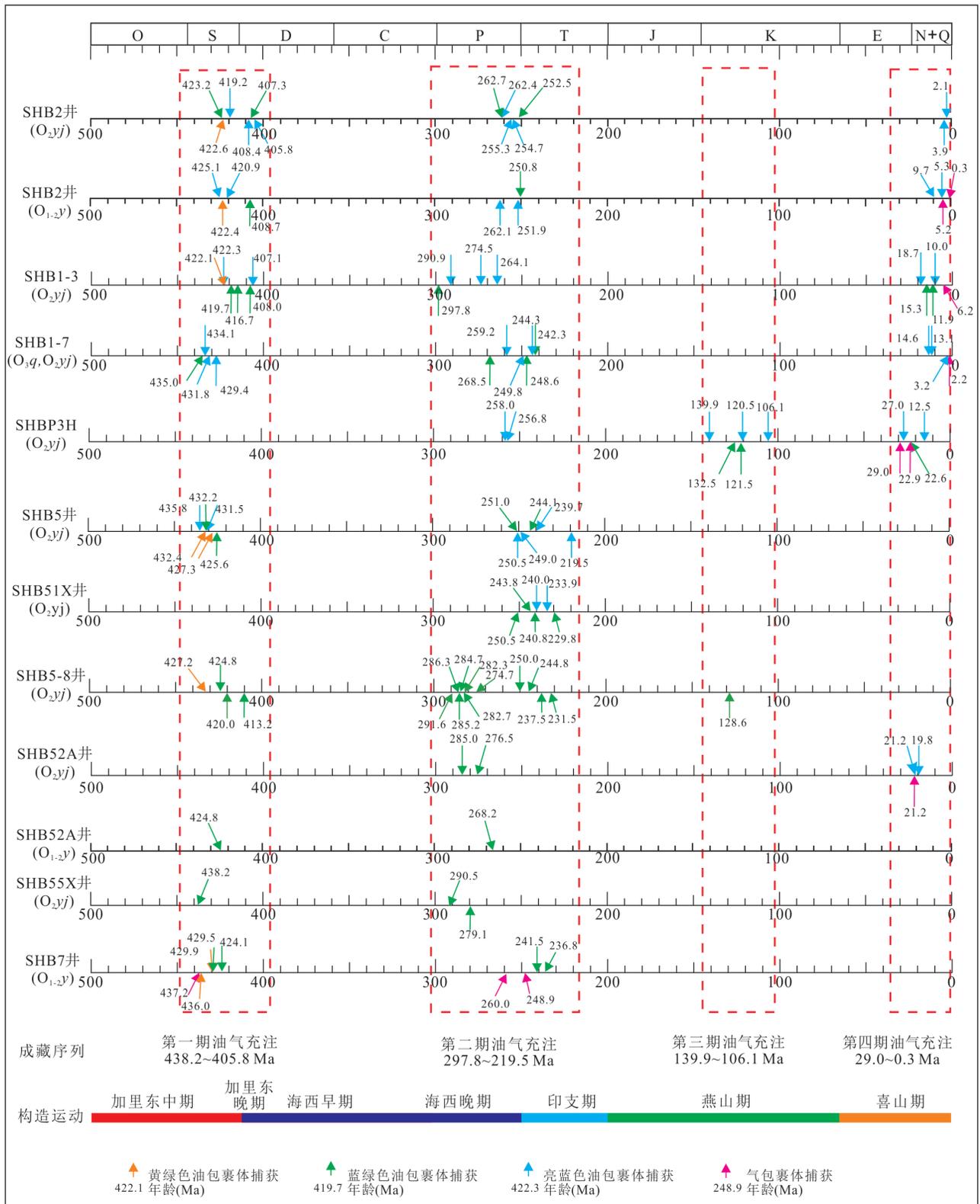


图 8 顺北地区走滑断裂带奥陶系油气成藏期次划分和成藏时期确定图

Fig.8 The diagram showing the determinations of hydrocarbon charging events and ages in the strike-slip faults Ordovician in Shunbei area

油密度较低,介于 0.792 4~0.807 1 g/cm<sup>3</sup>,平均为 0.798 8 g/cm<sup>3</sup>;SB1 分支走滑断裂带原油密度介于

0.794 6~0.803 2 g/cm<sup>3</sup>,平均为 0.798 0 g/cm<sup>3</sup>,与 SB1 主干走滑断裂带比较接近;而位于 SB1 主干走

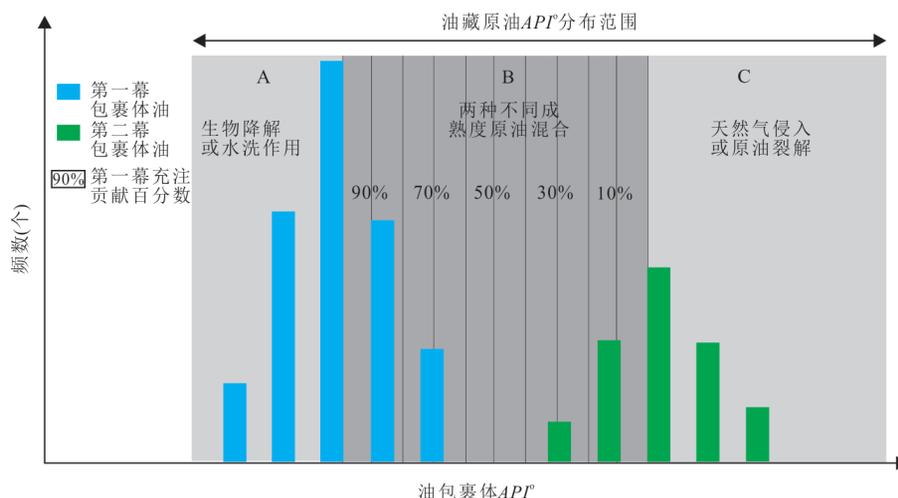


图9 油气充注成藏贡献度理想模式图

Fig.9 The ideal model of contribution percentages for each hydrocarbon charging events

滑断裂带东侧的次级断裂带在  $T_7^4$  界面之下与 SB1 主干走滑断裂带在构造特征方面是相似的,但在  $T_7^4$  界面上表现为右阶雁列特征,向上贯穿程度不如 SB1 主干走滑断裂带,其原油密度介于  $0.7994 \sim 0.8110 \text{ g/cm}^3$ ,平均为  $0.8037 \text{ g/cm}^3$ ,略高于 SB1 主干走滑断裂带。

SB5 走滑断裂带中段原油密度介于  $0.7992 \sim 0.8079 \text{ g/cm}^3$ ,平均为  $0.8037 \text{ g/cm}^3$ ,与 SB1 次级断裂带基本一致;SB5 走滑断裂带北段原油密度介于  $0.8274 \sim 0.8472 \text{ g/cm}^3$ ,平均为  $0.8351 \text{ g/cm}^3$ ,此密度值不仅高于中段,而且高于 SB1 走滑断裂带的原油密度。

SHB7 井原油密度为  $0.8495 \text{ g/cm}^3$ ,是迄今顺北地区钻遇最高密度原油。

由此可见,顺北地区原油密度总体表现出自东向西、自南而北变重的趋势。

(2) 原油粘度(图 10b):顺北地区原油粘度( $50^\circ\text{C}$ 下)具有与原油密度相同的变化趋势。SB1 主干走滑断裂带原油粘度介于  $2.52 \sim 3.28 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $2.77 \text{ mm}^2/\text{s}$ ;SB1 分支走滑断裂带原油粘度介于  $2.55 \sim 2.63 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $2.58 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,稍低于 SB1 主干走滑断裂带的平均值;与 SB1 主干走滑断裂带平行的次级断裂原油粘度介于  $3.11 \sim 3.63 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $3.37 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,高于 SB1 主干和分支断裂。

SB5 走滑断裂带中段原油粘度介于  $3.17 \sim 4.58 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $3.57 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,高于 SB1 主干、分支和次级断裂;SB5 走滑断裂带北段原油粘度介于  $6.03 \sim 8.39 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $7.11 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,远高于 SB5 走滑断裂带中段。

SHB7 井原油粘度  $12.64 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,是顺北地区原油粘度最高值。

(3) 气/油比(图 10c):顺北地区油藏气/油比同样展现出强烈的空间非均质性。SB1 主干走滑断裂带气/油比介于  $216.0 \sim 494.0 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均为  $391.1 \text{ m}^3/\text{t}$ ;SB1 分支走滑断裂带气/油比介于  $379.6 \sim 412.2 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $396.8 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,稍高于 SB1 主干走滑断裂带的平均值;与 SB1 主干走滑断裂带平行的次级断裂气/油比为  $341.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,低于 SB1 主干和分支断裂。

SB5 走滑断裂带中段气/油比介于  $156.0 \sim 233.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $211.4 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,低于 SB1 主干、分支和次级断裂;SB5 走滑断裂带北段气/油比介于  $51.0 \sim 149.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,平均为  $83.8 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,远低于 SB5 走滑断裂带中段。

SHB7 井气/油比为  $80.3 \text{ mm}^2/\text{s}$ ,与 SB5 走滑断裂带北段接近。

顺北地区 SB1 主干、分支和次级走滑断裂带气/油比总体都比较高,局部(SHB1-20H 井)最低值为  $216.0 \text{ mm}^2/\text{s}$ ;SB5 走滑断裂带中段气/油比处于中等水平;最低的是 SB5 走滑断裂带北段和 SHB7 井。

总体来看,顺北地区气/油比展现出自东向西、自南而北下降的趋势。

(4)  $R_o - MPII$ (图 10d):根据甲基菲指标(MPII)计算的顺北地区走滑断裂带奥陶系原油成熟度( $R_o$ )显示的变化趋势表明,SB1 主干走滑断裂带原油  $R_o$  介于  $0.81\% \sim 1.62\%$ ,剔除 SHB1 井遭受生物降解原油( $R_o = 0.81\%$ )的平均值为  $1.33\%$ ;

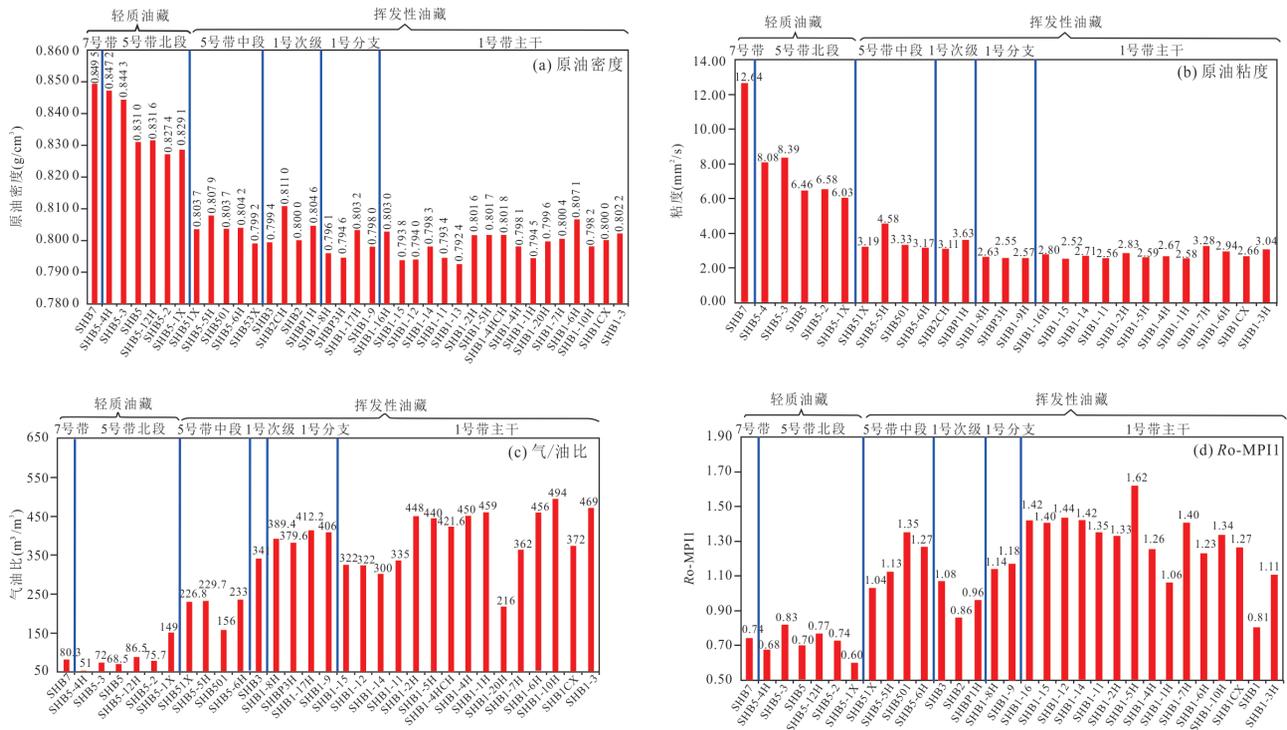


图 10 顺北地区不同走滑断裂带原油物化特性参数分布特征

Fig.10 The physical and chemical characteristic parameter distribution of crude oils in the different strike-slip faults in Shunbei area

SB1分支走滑断裂带原油  $R_o$  介于 1.14%~1.18%，平均为 1.16%，低于 SB1 主干走滑断裂带；与 SB1 主干走滑断裂带平行的次级断裂原油  $R_o$  介于 0.86%~1.08%，平均为 0.97%，低于 SB1 主干和分支走滑断裂带原油成熟度。

SB5 走滑断裂带中段原油  $R_o$  介于 1.04%~1.35%，平均为 1.20%，略低于 SB1 主干、与 SB1 分支接近但高于 SB1 次级断裂的原油成熟度；SB5 走滑断裂带北段原油  $R_o$  介于 0.60%~0.83%，平均为 0.72%，低于 SB5 走滑断裂带中段。

SHB7 井原油  $R_o$  为 0.74%，与 SB5 走滑断裂带北段接近。

总体来看，顺北地区原油  $R_o$  展现出自东向西、自南而北下降的趋势，但 SB1 次级走滑断裂带和 SHB1 井原油成熟度较低，可能与生物降解有关；而 SB1 主干走滑断裂带原油成熟度较高不仅与较高成熟度原油贡献度多有关之外，还可能与气侵改造有关；SB5 走滑断裂带中段原油成熟度较高可能主要与晚期充注贡献度较高有关；SB5 走滑断裂带北段和 SHB7 井原油成熟度较低主要与早期成熟度较低原油贡献度高有关。

然而，勘探实践表明，控制走滑断裂带油气成

藏和富集因素是多方面的。譬如，玉儿吐斯组烃源岩分布、埋深和古地温因素与走滑断裂带通源性耦合关系(马庆佑等, 2020; 吴鲜等, 2022)极大地影响到充注油气的物理特性；走滑断裂走向分段、侧向分带和垂向分层性以及(古)应力场方向(邓尚等, 2018; 林波等, 2021; 云露和邓尚, 2022)同样影响到不同走滑断裂带和同一条走滑断裂带不同位置的油气富集。限于篇幅，本文主要从油气充注的期次和时期来反映其空间上存在的差异性。

## 5.2 油气充注特征

根据各成藏期次单个油包裹体 QF-535 平均值(图 11a)和  $\lambda_{\max}$  平均值(图 11b)分布特征以及与其油藏原油的 QF-535 和  $\lambda_{\max}$  比较，可以得到如下认识。

(1) 除 SB1 分支断裂带 SHBP3H 井之外，第一期油充注在 SB1 次级、SB1 主干、SB5 南段、中段和北段以及 SB7 号走滑断裂带均有发育，但 SB1 主干和 SB5 号北段的 QF-535 平均值较低(成熟度较高)，而只有 SB5 号中段的 SHB52A 井  $\lambda_{\max}$  较大之外，其他  $\lambda_{\max}$  却显示出基本一致。总之，在顺北地区第一期油充注在空间上变化不是很显著。

(2) 除了 SB5 号南段的 SHB55X 井之外，第二期油充注在其他走滑断裂带均有发育。从 QF-535

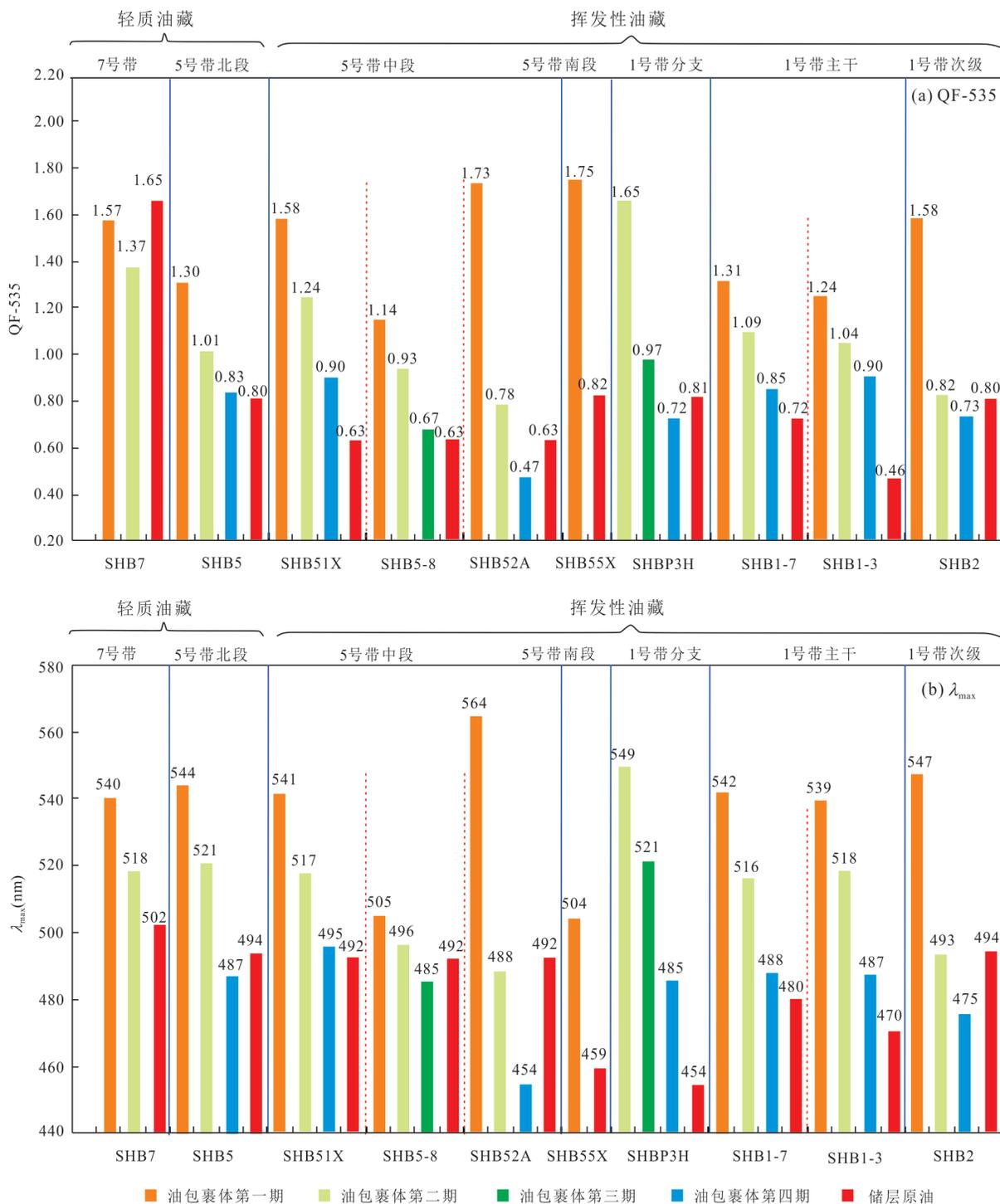


图 11 顺北地区不同走滑断裂带包裹体油和油藏原油 QF-535 和  $\lambda_{max}$  比较

Fig.11 Comparison of QF-535 and  $\lambda_{max}$  of oil inclusions and reservoir oils among the different strike-slip faults in Shunbei area

和  $\lambda_{max}$  平均值来看,成熟度最低的是 SB1 号分支 SHBP3H 井和 SB7 号 SHB7 井;成熟度最高的是 SB5 号南段的 SHB52A 和 SB1 号次级断裂带上 SHB2 井;SB5 号走滑断裂带自北而南成熟度表现出增加的趋势;不同走滑断裂带自东而西(SB1 次级→SB 主干→SB5→SB7)成熟度表现出下降的趋势.由此

可见,与第一期相比,第二期油表现出明显的空间差异性.

(3)第三期油充注仅在 SB1 号分支断裂带 SHBP3H 井和 SB5 号断裂带中段的 SHB5-8 井检测到,但二者的成熟度相差较大,其中 SHBP3H 井的第二期与 SB1 主干断裂的第一期成熟度相当,第三期与其

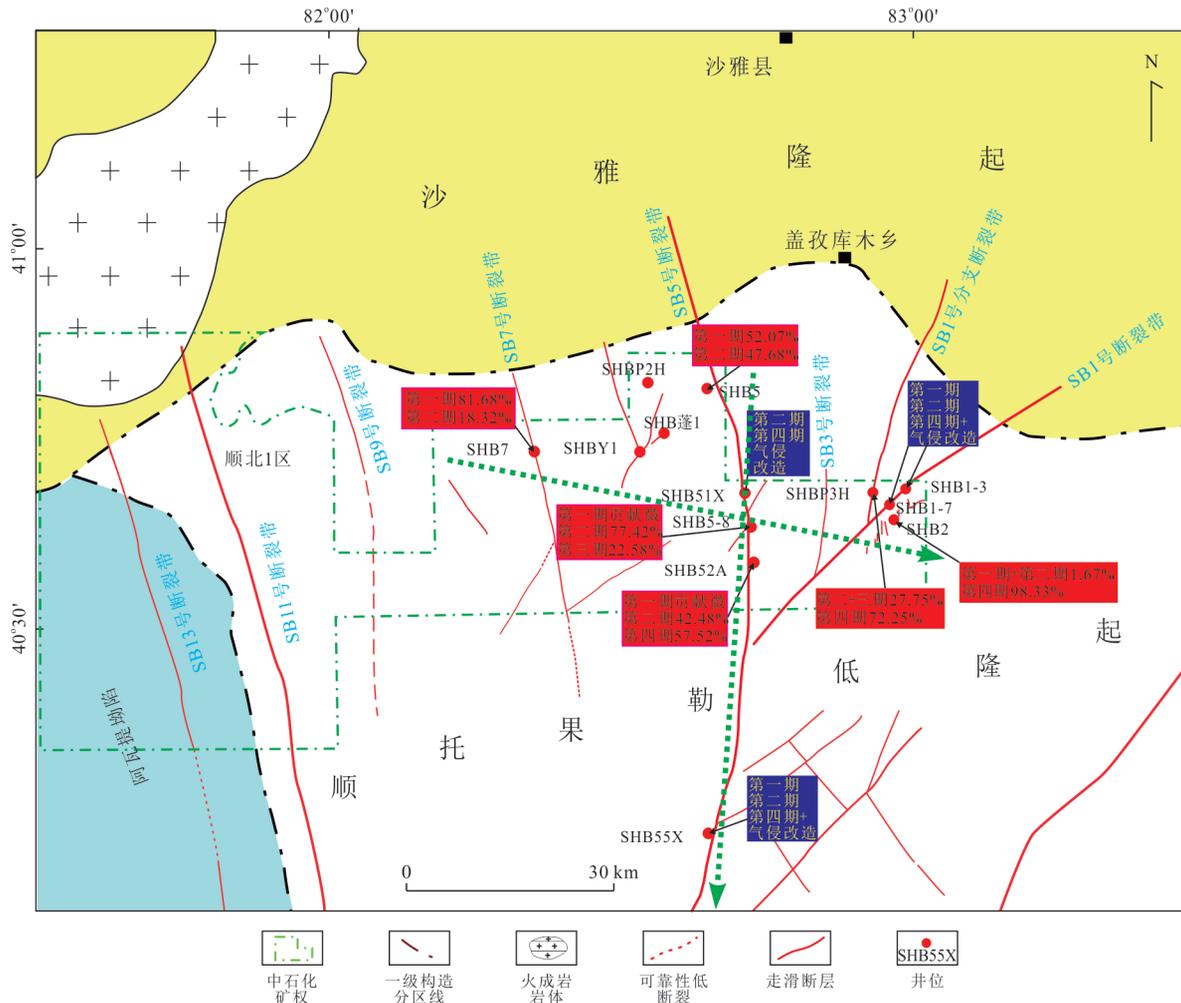


图 12 顺北地区油气成藏期次及其贡献度平面展布图

Fig.12 The map showing the hydrocarbon charging events and their contribution percentage distributions in Shunbei area

第二期相当,说明SB1分支断裂带油气可能是油SB1主干断裂调整过来的,只不过成藏时期先后延迟了。

(4)第四期高成熟油充注除了在SB7号断裂带的SHB7井和SB5号断裂带南段SHB55X井未检测到之外,其他井均检测到。该期次最高成熟度发育于SB5号中段的SHB52A井。第四期充注高成熟度油对油藏原油物化性质的影响程度还与其贡献度有关。

将各井的油气成藏期次和各期次的贡献度展布在平面图上(图12),可进一步显示油气充注过程对油藏原油物化特性的影响。

(1)自西向东:SB7走滑断裂带以第一期(81.68%)为主,第二期(18.32%)为辅(SHB7井)→SB5走滑断裂带以第一期(52.07%)和第二期(47.93%)各占近一半为特征(SHB5井);SB5号走滑断裂带以第二期(77.42%)为主、第三期(22.58%)贡献为辅(SHB5-8井)→SB1分支走滑断裂带以第四期(72.25%)贡献为主、第三期

(27.75%)贡献为辅(SHBP3H井)→SB1主干走滑断裂带以第四期气侵改造为特征(SHB1-3和SHB1-7井油气原油API°高于所有油包裹体API°)→SB1次级走滑断裂带(SHB2井)以第四期贡献为主(98.33%)。

(2)自北而南:SB5走滑断裂带北段以第一期(52.07%)和第二期(47.93%)贡献各占近一半为特征(SHB5井)→SB5走滑断裂带中段以第二期(77.42%)贡献为主、第三期(22.58%)为辅(SHB5-8井)→SB5走滑断裂带中段以第二期(42.48%)和第四期(57.52%)贡献各占近一半为特征(SHB52A井)→SB5走滑断裂带南段以第四期气侵改造为特征(SHB55X井)。

简言之,顺北地区存在自西向东、自北而南晚期(第三期、第四期)油充注贡献度和气侵程度增加的趋势(图11,图12和表5)。这是造成其不同走滑断裂带断溶体油藏原油物化特性参数,如密度和粘度

下降、气/油比和原油成熟度增加趋势(图10)的主要原因。

## 6 结论

塔里木盆地顺北地区走滑断裂带奥陶系断溶体油藏原油物化特性空间变化显著。通过流体包裹体系统分析,在油气成藏期次划分和成藏时期厘定及其空间展布研究的基础上,定量评价各成藏期次贡献度,获得如下认识。

(1)尽管顺北地区不同走滑断裂带或同一走滑断裂带不同段的油气成藏期次和年龄存在差异,但总体上发育4期油气成藏:第一期发生在加里东晚期(438.2~405.8 Ma);第二期发生在海西晚期~印支早期(297.8~219.5 Ma);第三期发生在燕山中—晚期(139.9~106.1 Ma);第四期发生在喜山中—晚期(29.0~0.3 Ma)。

(2)顺北地区走滑断裂带断溶体油藏原油物化特性存在自西向东、自北而南原油密度和粘度下降、气/油比和原油成熟度增加趋势。因此,了解其成因机制对该地区断溶体油气藏勘探开发均具有十分重要的意义。

(3)油气成藏期次空间展布和各期次贡献度定量评价结果揭示,造成顺北地区走滑断裂带断溶体油藏原油物化特性空间变化的主要原因是存在自西向东、自北而南晚期(第三期、第四期)油充注贡献度和气侵程度增加的趋势所致;分支断裂带成藏为主干断裂带调整型,成藏时期相对滞后,以及生物降解改造对原油物化特性的影响则是次要和局部性的。

## References

Blamey, N. J. F., Ryder, A. G., Feely, M., et al., 2008. The Application of Structured-Light Illumination Microscopy to Hydrocarbon-Bearing Fluid Inclusions. *Geofluids*, 8(2): 102–112. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2008.00209.x>

Cao, Z. C., Lu, Q. H., Gu, Y., et al., 2020. Characteristics of Ordovician Reservoirs in Shunbei 1 and 5 Fault Zones, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 41(5): 975–984 (in Chinese with English abstract).

Chai, C. Y., 2018. Geochemical Characterization of Crude Oil in Shuntuoguole Low-Uplift of Tarim Basin (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).

Chai, Z., Chen, Z. H., Liu, H., et al., 2020. Light Hydrocarbons and Diamondoids of Light Oils in Deep Reservoirs of Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin: Implication for the Evaluation on Thermal Maturity, Secondary Alteration and Source Characteristics. *Marine and Petroleum Geology*, 117:104388. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104388>

Chen, H. H., 2007. Advances in Geochronology of Hydrocarbon Accumulation. *Oil & Gas Geology*, 28(2): 143–150 (in Chinese with English abstract).

Chen, H. H., 2014. Microspectrofluorimetric Characterization and Thermal Maturity Assessment of Individual Oil Inclusion. *Acta Petroli Sinica*, 35(3): 584–590 (in Chinese with English abstract).

Chen, H. H., Wu, Y., Feng, Y., et al., 2014. Timing and Chronology of Hydrocarbon Charging in the Ordovician of Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China. *Oil & Gas Geology*, 35(6): 806–819 (in Chinese with English abstract).

Cheng, B., Liu, H., Cao, Z. C., et al., 2020. Origin of Deep Oil Accumulations in Carbonate Reservoirs within the North Tarim Basin: Insights from Molecular and Isotopic Compositions. *Organic Geochemistry*, 139:103931. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.103931>

Cui, J. W., Tang, Z. M., 2011. Tectonic Framework of the Tarim Basin and Its Tectonic Stress Field Analysis. *Acta Petrologica Sinica*, 27(1): 231–242 (in Chinese with English abstract).

Deng, S., Li, H. L., Zhang, Z. P., et al., 2018. Characteristics of Differential Activities in Major Strike-Slip Fault Zones and Their Control on Hydrocarbon Enrichment in Shunbei Area and Its Surroundings, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 878–888 (in Chinese with English abstract).

Deng, S., Li, H. L., Zhang, Z. P., et al., 2019. Structural Characterization of Intracratonic Strike-Slip Faults in the Central Tarim Basin. *AAPG Bulletin*, 103(1): 109–137. <https://doi.org/10.1306/06071817354>

Gao, X. G., Wu, X., Hong, C. J., et al., 2018. Geochemical Characteristics of Ordovician Crude Oil in the No. 1 Fault Zone of Shunbei Oilfield. *Petroleum Geology and Engineering*, 32(6): 37–40, 118 (in Chinese with English abstract).

Gogonenkov, G. N., Timurziev, A. I., 2010. Strike-Slip Faults in the West Siberian Basin: Implications for Petroleum Exploration and Development. *Russian Geology and Geophysics*, 51(3): 304–316. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.02.007>

Goldstein, R., Reynolds, T. J., 1994. Systematics of Fluid In-

- clusions in Diagenetic Minerals. *SEPM Short Course*, 31: 129892756. <https://doi.org/10.2110/SCN.94.31>
- Gu, R., Yun, L., Zhu, X.X., et al., 2020. Oil and Gas Sources in Shunbei Oilfield, Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(2): 248–254, 262 (in Chinese with English abstract).
- Gu, Y., Huang, J.W., Jia, C.S., et al., 2020. Research Progress on Marine Oil and Gas Accumulation in Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Gu, Y., Wan, Y.L., Huang, J.W., et al., 2019. Prospects for Ultra-Deep Oil and Gas in the “Deep Burial and High Pressure” Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(2): 157–164 (in Chinese with English abstract).
- Harding, T.P., 1974. Petroleum Traps Associated with Wrench Faults. *AAPG Bulletin*, 58(7): 1290–1304. <https://doi.org/10.1306/83d91669-16c7-11d7-8645000102c1865d>
- He, D.F., Zhou, X.Y., Yang, H.J., et al., 2008. Formation Mechanism and Tectonic Types of Intracratonic Pale-Uplifts in the Tarim Basin. *Earth Science Frontiers*, 15(2): 207–221 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, C.L., He, B.Z., Wang, T.Y., et al., 2018. Types and Quantitative Characterization of Reservoir Spaces of the Ultra-Deep Limestone Reservoirs in the Yijianfang Formation during the Middle Ordovician, Shuntuoguole Area, Tarim Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 34(6): 1835–1846 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F.Z., 2017. Significance of Oil and Gas Exploration in NE Strike-Slip Fault Belts in Shuntuoguole Area of Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 38(5): 831–839 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F.Z., 2018. Significance and Prospect of Ultra-Deep Carbonate Fault-Karst Reservoirs in Shunbei Area, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(2): 207–216 (in Chinese with English abstract).
- Karlsen, D.A., Nedkvitne, T., Larter, S.R., et al., 1993. Hydrocarbon Composition of Authigenic Inclusions: Application to Elucidation of Petroleum Reservoir Filling History. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(15): 3641–3659. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90146-n](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90146-n)
- Li, C.Q., Chen, H.H., Liu, H.M., 2010. Identification of Hydrocarbon Charging Events by Using Micro-Beam Fluorescence Spectra of Petroleum Inclusions. *Earth Science*, 35(4): 657–662 (in Chinese with English abstract).
- Li, M.C., Shan, X.Q., Ma, C.H., et al., 2005. An Approach to Hydrocarbon Accumulation Period. *Xinjiang Petroleum Geology*, 26(5): 587–591 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y.T., Qi, L.X., Zhang, S.N., et al., 2019. Characteristics and Development Mode of the Middle and Lower Ordovician Fault-Karst Reservoir in Shunbei Area, Tarim Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 40(12): 1470–1484 (in Chinese with English abstract).
- Lin, B., Zhang, X., Kuang, A.P., et al., 2021. Structural Deformation Characteristics of Strike-Slip Faults in Tarim Basin and Their Hydrocarbon Significance: A Case Study of No.1 Fault and No.5 Fault in Shunbei Area. *Acta Petrologica Sinica*, 42(7): 906–923 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y.C., Qiu, N.S., Li, H.L., et al., 2020. Terrestrial Heat Flow and Crustal Thermal Structure in the Northern Slope of Tazhong Uplift in Tarim Basin. *Geothermics*, 83: 101709. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101709>
- Lu, X.B., Hu, W.G., Wang, Y., et al., 2015. Characteristics and Development Practice of Fault-Karst Carbonate Reservoirs in Tahe Area, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(3): 347–355 (in Chinese with English abstract).
- Lu, X.B., Yang, M., Wang, Y., et al., 2018. Geological Characteristics of ‘Strata-Bound’ and ‘Fault-Controlled’ Reservoirs in the Northern Tarim Basin: Taking the Ordovician Reservoirs in the Tahe Oil Field as an Example. *Petroleum Geology & Experiment*, 40(4): 461–469 (in Chinese with English abstract).
- Luo, M.X., Xia, Y.T., Shao, X.M., et al., 2019. Geochemical Characteristics and Origin of Oil from Different Strata in Shunbei Oil and Gas Field, Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(6): 849–854 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A.L., Jin, Z.J., Li, H.L., et al., 2020. Secondary Alteration and Preservation of Ultra-Deep Ordovician Oil Reservoirs of North Shuntuoguole Area of Tarim Basin, NW China. *Earth Science*, 45(5): 1737–1753 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A.L., Lin, H.X., Yun, L., et al., 2021. Characteristics of Diamondoids in Oils from the Ultra-Deep Ordovician in the North Shuntuoguole Area in Tarim Basin, NW China. *Natural Gas Geoscience*, 32(3): 334–346 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Q.Y., Cao, Z.C., Jiang, H.S., et al., 2020. Source-Connectivity of Strike Slip Fault Zone and Its Relationship with Oil and Gas Accumulation in Tahe-Shunbei Area, Tarim Basin. *Marine Origin Petroleum Geology*, 25(4): 327–334 (in Chinese with English abstract).
- Munz, I.A., 2001. Petroleum Inclusions in Sedimentary Basins: Systematics, Analytical Methods and Applications. *Lith-*

- os, 55(1-4): 195-212. [https://doi.org/10.1016/s0024-4937\(00\)00045-1](https://doi.org/10.1016/s0024-4937(00)00045-1)
- Ping, H. W., Chen, H. H., Song, G. Q., et al., 2012. Contributions Degree of Petroleum Charging to Oil and Gas Accumulation and Its Significance. *Earth Science*, 37(1): 163-170 (in Chinese with English abstract).
- Qi, L. X., 2016. Oil and Gas Breakthrough in Ultra-Deep Ordovician Carbonate Formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 21(3): 38-51 (in Chinese with English abstract).
- Qi, L. X., 2020. Characteristics and Inspiration of Ultra-Deep Fault-Karst Reservoir in the Shunbei Area of the Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 25(1): 102-111 (in Chinese with English abstract).
- Qi, L. X., Yun, L., Cao, Z. C., et al., 2021. Geological Reserves Assessment and Petroleum Exploration Targets in Shunbei Oil & Gas Field. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(2): 127-135 (in Chinese with English abstract).
- Siljeström, S., Volk, H., George, S. C., et al., 2013. Analysis of Single Oil-Bearing Fluid Inclusions in Mid-Proterozoic Sandstones (Roper Group, Australia). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 122: 448-463. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.08.010>
- Su, A., Chen, H. H., Feng, Y. X., et al., 2020. Dating and Characterizing Primary Gas Accumulation in Precambrian Dolomite Reservoirs, Central Sichuan Basin, China: Insights from Pyrobitumen Re-Os and Dolomite U-Pb Geochronology. *Precambrian Research*, 350: 105897. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2020.105897>
- Su, J., Wang, X. M., Yang, H. J., et al., 2021. Hydrothermal Alteration and Hydrocarbon Accumulations in Ultra-Deep Carbonate Reservoirs along a Strike-Slip Fault System, Tarim Basin, NW China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203: 108605. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108605>
- Wang, Q., Hao, F., Cao, Z. C., et al., 2021. Geochemistry and Origin of the Ultra-Deep Ordovician Oils in the Shunbei Field, Tarim Basin, China: Implications on Alteration and Mixing. *Marine and Petroleum Geology*, 123: 104725. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104725>
- Wang, X. S., Li, J. C., Wang, S. M., et al., 1997. Oil and Gas Accumulation and Structural Stress Field in Tarim Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 18(1): 23-28 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. W., 2019. Multiple Origin Mechanisms of the Ordovician Reservoir and Their Control on Hydrocarbon Charging in Shuntuoguole Area, Tarim Basin (Dissertation). China University of Geosciences, Wuhan (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. W., Chen, H. H., Guo, H. F., et al., 2019. Hydrocarbon Charging History of the Ultra-Deep Reservoir in Shun 1 Strike-Slip Fault Zone, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 40(5): 972-989 (in Chinese with English abstract).
- Wu, X., Li, D., Zhu, X. X., et al., 2022. Influence of Geothermal Field on Ultra-Deep Ordovician Oil and Gas in Shunbei Field, Tarim Basin: A Case Study of Shunbei No. 5 Strike-Slip Fault. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(3): 402-412 (in Chinese with English abstract).
- Yin, A., Zuza, A. V., Pappalardo, R. T., 2016. Mechanics of Evenly Spaced Strike-Slip Faults and Its Implications for the Formation of Tiger-Stripe Fractures on Saturn's Moon Enceladus. *Icarus*, 266: 204-216. <https://doi.org/10.1016/j.icarus.2015.10.027>
- Yun, L., 2021a. Controlling Effect of NE Strike-Slip Fault System on Reservoir Development and Hydrocarbon Accumulation in the Eastern Shunbei Area and Its Geological Significance, Tarim Basin. *China Petroleum Exploration*, 26(3): 41-52 (in Chinese with English abstract).
- Yun, L., 2021b. Hydrocarbon Accumulation of Ultra-Deep Ordovician Fault-Karst Reservoirs in Shunbei Area. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(2): 136-142 (in Chinese with English abstract).
- Yun, L., Deng, S., 2022. Structural Styles of Deep Strike-Slip Faults in Tarim Basin and the Characteristics of Their Control on Reservoir Formation and Hydrocarbon Accumulation: A Case Study of Shunbei Oil and Gas Field. *Acta Petrolei Sinica*, 43(6): 770-787 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, Z. P., Wang, M. F., Ni, J. H., 2002. Discussion on the Problems of Organic Inclusion Method in the Study of Oil and Gas Accumulation Periods. *Natural Gas Geoscience*, 13(Suppl. 1): 55-59 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, L. B., Huang, Z. L., Gao, G., et al., 2005. Discussions on the Application of Inclusions to Hydrocarbon Reservoir Forming Stages. *Oil & Gas Recovery Technology*, 12(6): 6-9 (in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- 曹自成, 路清华, 顾忆, 等, 2020. 塔里木盆地顺北油气田 1 号和 5 号断裂带奥陶系油气藏特征. 石油与天然气地质, 41(5): 975-984.
- 柴程玉, 2018. 塔里木盆地顺托果勒低隆起原油地球化学特征(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学.

- 陈红汉, 2007. 油气成藏年代学研究进展. 石油与天然气地质, 28(2):143—150.
- 陈红汉, 2014. 单个油包裹体显微荧光特性与热成熟度评价. 石油学报, 35(3):584—590.
- 陈红汉, 吴悠, 丰勇, 等, 2014. 塔河油田奥陶系油气成藏期次及年代学. 石油与天然气地质, 35(6):806—819.
- 崔军文, 唐哲民, 2011. 塔里木盆地构造格架和构造应力场分析. 岩石学报, 27(1):231—242.
- 邓尚, 李慧莉, 张仲培, 等, 2018. 塔里木盆地顺北及邻区主干走滑断裂带差异活动特征及其与油气富集的关系. 石油与天然气地质, 39(5):878—888.
- 高晓歌, 吴鲜, 洪才均, 等, 2018. 顺北油田 1 号断裂带奥陶系原油地球化学特征. 石油地质与工程, 32(6): 37—40, 118.
- 谷茸, 云露, 朱秀香, 等, 2020. 塔里木盆地顺北油田油气来源研究. 石油实验地质, 42(2):248—254, 262.
- 顾忆, 黄继文, 贾存善, 等, 2020. 塔里木盆地海相油气成藏研究进展. 石油实验地质, 42(1):1—12.
- 顾忆, 万旻璐, 黄继文, 等, 2019. “大埋深、高压”条件下塔里木盆地超深层油气勘探前景. 石油实验地质, 41(2): 157—164.
- 何登发, 周新源, 杨海军, 等, 2008. 塔里木盆地克拉通内古隆起的成因机制与构造类型. 地质前缘, 15(2):207—221.
- 焦存礼, 何碧竹, 王天宇, 等, 2018. 顺托果勒奥陶系一间房组超深层灰岩储层类型及储集空间定量表征. 岩石学报, 34(6):1835—1846.
- 焦方正, 2017. 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. 石油与天然气地质, 38(5):831—839.
- 焦方正, 2018. 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. 石油与天然气地质, 39(2):207—216.
- 李纯泉, 陈红汉, 刘惠民, 2010. 利用油包裹体微束荧光光谱判识油气充注期次. 地球科学, 35(4):657—662.
- 李明诚, 单秀琴, 马成华, 等, 2005. 油气成藏期探讨. 新疆石油地质, 26(5):587—591.
- 李映涛, 漆立新, 张哨楠, 等, 2019. 塔里木盆地顺北地区中下奥陶统断溶体储层特征及发育模式. 石油学报, 40(12):1470—1484.
- 林波, 张旭, 况安鹏, 等, 2021. 塔里木盆地走滑断裂构造变形特征及油气意义:以顺北地区 1 号和 5 号断裂为例. 石油学报, 42(7):906—923.
- 鲁新便, 胡文革, 汪彦, 等, 2015. 塔河地区碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践. 石油与天然气地质, 36(3): 347—355.
- 鲁新便, 杨敏, 汪彦, 等, 2018. 塔里木盆地北部“层控”与“断控”型油藏特征:以塔河油田奥陶系油藏为例. 石油实验地质, 40(4):461—469.
- 罗明霞, 夏永涛, 邵小明, 等, 2019. 塔里木盆地顺北油气田不同层系原油地球化学特征对比及成因分析. 石油实验地质, 41(6):849—854.
- 马安来, 金之钧, 李慧莉, 等, 2020. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层油藏蚀变作用及保存. 地球科学, 45(5):1737—1753.
- 马安来, 林会喜, 云露, 等, 2021. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层原油金刚烷化合物分布及意义. 天然气地球科学, 32(3):334—346.
- 马庆佑, 曹自成, 蒋华山, 等, 2020. 塔河—顺北地区走滑断裂带的通源性及其与油气富集的关系. 海相油气地质, 25(4):327—334.
- 平宏伟, 陈红汉, 宋国奇, 等, 2012. 油气充注成藏贡献度及其意义. 地球科学, 37(1):163—170.
- 漆立新, 2016. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义. 中国石油勘探, 21(3):38—51.
- 漆立新, 2020. 塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示. 中国石油勘探, 25(1):102—111.
- 漆立新, 云露, 曹自成, 等, 2021. 顺北油气田地质储量评估与油气勘探方向. 新疆石油地质, 42(2):127—135.
- 王喜双, 李晋超, 王绍民, 等, 1997. 塔里木盆地构造应力场与油气聚集. 石油学报, 18(1):23—28.
- 王玉伟, 2019. 顺托果勒地区奥陶系储层多成因形成机制及对油气充注的控制作用(博士学位论文). 武汉:中国地质大学.
- 王玉伟, 陈红汉, 郭会芳, 等, 2019. 塔里木盆地顺 1 走滑断裂带超深储层油气充注历史. 石油与天然气地质, 40(5): 972—989.
- 吴鲜, 李丹, 朱秀香, 等, 2022. 塔里木盆地顺北油气田地温场对奥陶系超深层油气的影响:以顺北 5 号走滑断裂带为例. 石油实验地质, 44(3):402—412.
- 云露, 2021a. 顺北东部北东向走滑断裂体系控储控藏作用与突破意义. 中国石油勘探, 26(3):41—52.
- 云露, 2021b. 顺北地区奥陶系超深断溶体油气成藏条件. 新疆石油地质, 42(2):136—142.
- 云露, 邓尚, 2022. 塔里木盆地深层走滑断裂差异变形与控储控藏特征:以顺北油气田为例. 石油学报, 43(6): 770—787.
- 曾治平, 王敏芳, 倪建华, 2002. 油气成藏期次研究中有包裹体方法存在问题探讨. 天然气地球科学, 13(增刊 1): 55—59.
- 赵力彬, 黄志龙, 高岗, 等, 2005. 关于用包裹体研究油气成藏期次问题的探讨. 油气地质与采收率, 12(6):6—9.