

https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.157



# 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层 油藏蚀变作用及保存

马安来<sup>1,2</sup>, 金之钧<sup>1</sup>, 李慧莉<sup>1</sup>, 顾 忆<sup>1</sup>, 邱楠生<sup>3</sup>, 朱秀香<sup>4</sup>, 吴 鲜<sup>4</sup>,  
杨 鑫<sup>1</sup>, 王 石<sup>1</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 有机地球化学国家重点实验室, 广东广州 510640
3. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249
4. 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

**摘 要:** 塔里木盆地顺北地区超深层垂深为 7 200~7 863.6 m 的奥陶系一间房—鹰山组储层中发现了挥发油藏和轻质油藏, 油藏赋存深度下限不断突破传统认识. 使用地球化学方法研究了顺北地区不同断裂带油气藏的地球化学特征及蚀变作用. 顺北地区不同断裂带原油均具有轻碳同位素特征,  $C_{23}$  三环萜烷/ $C_{21}$  三环萜烷 $>1$ ,  $C_{28}$  甾烷含量低的特点, 三萜系列组成中具有较高含量的二苯并噻吩含量, 表明与塔河原油具有相似的母源.  $(C_{21}+C_{22})$  甾烷/ $(C_{27}+C_{29})$  甾烷、 $C_{27}$  重排/ $C_{27}$  规则甾烷、甲基菲指数和二苯并噻吩系列成熟度表明顺北地区原油成熟度呈现 1 号断裂带(含分支断裂) $\approx$ 3 号断裂带 $>$ 次级断裂带 $>$ 5 号断裂带 $>$ 7 号断裂带的特征, 原油成熟度受控于油藏初始静温. 顺北地区奥陶系天然气均为湿气, 天然气甲烷碳同位素分布范围为 $-50.7\%_0 \sim -44.7\%_0$ , 不同断裂带天然气成熟度的差异与不同断裂带原油成熟度的分布规律相似. 顺北地区原油(4+3-)甲基双金刚烷含量较低, 分布范围为 $9.25 \sim 36.44 \mu\text{g/g}$ , 指示原油裂解程度较低. 原油中均可检测出完整系列的低聚硫代金刚烷, 含量分布范围为 $0.76 \sim 18.88 \mu\text{g/g}$ , 表明原油硫酸盐热化学还原作用(TSR)弱, 顺北地区天然气为湿气及甲烷碳同位素轻表明油气藏未遭受气侵作用. 地温研究表明顺北地区地温梯度低, 为 $2.12 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$ , 埋深 8 000 m 的地层目前仅为 $160 \sim 170 \text{ }^\circ\text{C}$ , 地质历史时期, 奥陶系地温未超过 $170 \text{ }^\circ\text{C}$ , 未达到原油大量裂解温度的门限. 顺北地区奥陶系长期的低地温加之油气藏蚀变作用弱, 是顺北地区奥陶系保持挥发油相的关键.

**关键词:** 塔里木盆地; 顺北地区; 奥陶系; 超深层; 蚀变作用; 原油裂解; 硫酸盐热化学还原反应; 气侵作用; 石油地质.

中图分类号: TE135

文章编号: 1000-2383(2020)05-1737-17

收稿日期: 2019-07-01

## Secondary Alteration and Preservation of Ultra-Deep Ordovician Oil Reservoirs of North Shuntuoguole Area of Tarim Basin, NW China

Ma Anlai<sup>1,2</sup>, Jin Zhijun<sup>1</sup>, Li Huili<sup>1</sup>, Gu Yi<sup>1</sup>, Qiu Nansheng<sup>3</sup>, Zhu Xiuxiang<sup>4</sup>, Wu Xian<sup>4</sup>, Yang Xin<sup>1</sup>, Wang Shi<sup>1</sup>

1. *Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China*
2. *State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou 510640, China*
3. *College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China*
4. *SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi 830011, China*

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(Nos.41772153, U19B6003-02); 有机地球化学国家重点实验室开放基金项目(No.SKLOG-201702); 中国石油化工股份有限公司科技部资助项目(Nos.P16090, P17049-1, P19024).

**作者简介:** 马安来(1969-), 男, 副教授, 博士, 主要从事油气地球化学与成藏机理研究. E-mail: maal.syky@sinopec.com

**引用格式:** 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.

**Abstract:** Volatile reservoir and light reservoir have been discovered in the ultra-deep Ordovician Yijianfang to Yingshan Formations with vertical depths ranging from 7 200 to 7 863.60 m from North Shuntuoguole area in the Tarim basin. The limit depth of oil phase occurring has been continuously challenging the traditional theory. This study focuses on geochemical characteristics and secondary alterations of reservoirs from different faults in North Shuntuoguole area. Most oils of different faults from North Shuntuoguole area are characterized by light carbon isotope,  $C_{23}TT/C_{21}TT > 1$ , lower  $C_{28}$  sterane content, relatively high abundance of dibenzothiophene, suggesting that the source rock of oil in the North Shuntuoguole area is similar to that of Tahe oilfield. Using  $(C_{21}+C_{22})$  sterane/ $(C_{27}\sim C_{29})$  sterane,  $C_{27}$  diasterane/ $C_{27}$  regular sterane, MPI index, dibenzothiophene series maturity, the oil maturity trend in the North Shuntuoguole area is No.1 fault (including splay fault)  $\approx$  No.3 fault  $>$  secondary fault  $>$  No.5 fault  $>$  No.7 fault. The oil maturity is controlled by the reservoir initial static temperature. The natural gas in North Shuntuoguole area is wet gas and has light methane carbon isotope, ranging from  $-50.7\%$  to  $-44.7\%$ . The gas maturity trend in different faults is similar to that of the oil. The abundance of (4+3-) methyladamantane in the oils from different faults is in the range of 9.25–36.44  $\mu\text{g/g}$ , indicating low degree of oil cracking. The lower thiadimondoids can be detected in the oils, with content ranging from 0.76 to 18.88  $\mu\text{g/g}$ , showing low degree of thermochemical sulfate reduction (TSR). The Ordovician reservoir has suffered little gas invasion from the natural gas characteristics. The formation temperature indicates the geothermal gradient in the North Shuntuoguole area is low, only about  $2.12\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$ . The formation temperature of strata buried at 8 000 m depth at present is in the range of  $160\text{--}170\text{ }^\circ\text{C}$ . The maximum paleo-geotemperature of Ordovician has never been higher than  $170\text{ }^\circ\text{C}$ , without reaching the temperature threshold of great scale oil cracking. The long term of low geothermal environment combined with low degree secondary alteration is the key to the preservation of ultra-deep Ordovician volatile reservoir in the North Shuntuoguole area.

**Key words:** Tarim basin; North Shuntuoguole area; Ordovician; ultra-deep; secondary alteration; oil cracking; thermochemical sulfate reduction (TSR); gas invasion; petroleum geology.

干酪根热降解模式是石油地质学理论基础,其理论模式基于晚古生代以来,特别是侏罗纪和第三纪的沉积盆地,依据沉积盆地时代和干酪根类型不同,烃源岩生油起始温度在  $50\text{--}115\text{ }^\circ\text{C}$ ,生油带主要位于深度小于  $4\ 000\text{ m}$  的中浅层 (Tissot and Welte, 1984). 温度大于  $150\text{--}160\text{ }^\circ\text{C}$ ,油藏开始进入裂解阶段 (Quigley and Mackenzie, 1988). 20 世纪以来,随着北海盆地 Elgin、Franklin 油田温度为  $185\text{--}203\text{ }^\circ\text{C}$ ,压力为  $80\text{--}90\text{ MPa}$  的高温高压油气藏的发现,原油稳定性及深层油藏深度下限引起业界的关注 (Pepper and Dodd, 1995; Waples, 2000). 近年来我国深层油气勘探也发现了数个高温油气藏,如冀中坳陷牛东 1 井埋深为  $5\ 641.5\text{--}6\ 027\text{ m}$  的雾迷山组发现凝析油藏,井底温度为  $201\text{ }^\circ\text{C}$ ,油气藏中部地层压力为  $57.60\text{ MPa}$ ,  $20\text{ }^\circ\text{C}$  原油密度为  $0.772\text{ g/cm}^3$  (赵贤正等, 2011),塔里木盆地中石油区块富源 1 井油藏埋深  $7\ 711\text{ m}$ ,井底温度为  $172\text{ }^\circ\text{C}$ ,原油未经历裂解和 TSR 作用 (Zhu *et al.*, 2018a).

对于深层油藏的稳定性,目前采用 2 种手段进行研究. 一是化学动力学方法 (Pepper and Dodd, 1995; Waples, 2000; 田辉等, 2006; Zhu *et al.*, 2012; Ma, 2016),如 Waples (2000) 认为根据盆地加热速率的不同,油藏保持独立油相的最高温度为

$170\text{--}200\text{ }^\circ\text{C}$ ;二是“金刚烷—生物标志物含量”方法 (Dahl *et al.*, 1999),依此方法, Schoell and Carlson (1999) 认为墨西哥湾深层的石油资源多局限于埋深小于  $5\ 000\text{--}6\ 000\text{ m}$  的侏罗系地层中.

塔里木盆地顺北地区油气勘探获得了突破,不同断裂带之间油气藏相态类型存在一定的差异,油气藏相态与埋深并不存在明显关系,如顺北 1 号断裂带埋深为  $7\ 255.7\text{--}7\ 768.16\text{ m}$  (垂深),油气藏相态类型为挥发性油藏,而顺北 7 号断裂带顺北 7 井,埋深为  $7\ 568.46\text{--}7\ 863.66\text{ m}$  (垂深),油藏相态类型为黑油油藏. 本文针对塔里木盆地顺北地区奥陶系埋深为  $7\ 200\text{--}8\ 000\text{ m}$  的超深层不同相态油气藏,分析原油、天然气的地球化学特征,研究超深层油气藏的热裂解和硫酸盐热化学还原作用 (TSR),分析顺北地区超深层油藏保存的主控因素.

## 1 地质背景

顺托果勒地区位于塔里木盆地中部,紧邻卡塔克隆起、古城墟隆起、阿瓦提坳陷与满加尔坳陷,包括顺北、顺托、顺西和顺南等工区,现今构造处于相对低洼部位 (图 1). 18 条 NE 相走滑断裂带控制有利含油气面积为  $3\ 400\text{ km}^2$ ,油气资源为  $17\times 10^8\text{ t}$ ,其中石油为  $12\times 10^8\text{ t}$ ,天然气为  $5\ 000\times 10^8\text{ t}$  (焦方正,

2017).2013年顺北1井在奥陶系一间房组酸压测试获得 1.5 m<sup>3</sup>轻质油,2015—2016年顺北1号断裂带顺北1-1H等8口钻井均获得高产工业油气流,证实切穿基地的深大断裂具有控储、控藏、控富的作用(李培军等,2017;邓尚等,2018).

前人对于塔北、塔中隆起构造演化研究表明,顺托果勒地区至少经历了4个构造演化阶段:加里东早期(寒武纪—中奥陶世)克拉通边缘拗拉槽与克拉通内弱伸展背景阶段、加里东中晚期—海西早期(中奥陶世—中泥盆世)克拉通隆起形成与整体强烈挤压阶段、海西晚期—燕山期(三叠纪)塔北隆起抬升剥蚀与顺托果勒隆起消失、喜山期古隆起现今构造定型阶段(漆立新,2016).

目前,顺托果勒地区勘探开发层系主要为奥陶系一间房组和鹰山组鹰上段碳酸盐岩,顺托果勒地区奥陶系地层发育齐全,自下而上分别是下统蓬莱坝组(O<sub>1p</sub>)、中—下统鹰山组(O<sub>1-2y</sub>)、中统一间房组(O<sub>2yj</sub>)、上统恰尔巴克组(O<sub>3q</sub>)、良里塔格组(O<sub>3l</sub>)、桑塔木组(O<sub>3s</sub>).储层类型为与走滑断裂相关的洞

穴、构造缝及沿缝溶蚀孔洞(焦方正,2017).

## 2 样品与分析条件

### 2.1 原油及组分分离

原油样品取自顺北奥陶系原油(图2),物性数据见表1.作为对比,收集了前期顺托1、顺南1井凝析油样品及塔中地区中石油区块中深1C井(∈<sub>1c</sub>)、罗斯2井(O<sub>1p</sub>)原油.

使用传统的柱色层分离法,分离原油饱和和烃和芳烃组分,分离后的饱和和烃加入 C<sub>24</sub>D<sub>50</sub>、5α-雄甾烷、D<sub>16</sub>-单金刚烷(ISOTEC,98%纯度)用于正构烷烃、生物标志物、金刚烷的定量内标;分离后的芳烃加入适量的 D<sub>10</sub>-蒽用于芳烃化合物定量内标,使用 N<sub>2</sub> 缓吹将饱和和烃芳烃浓缩至 1 mL 用于色谱质谱分析.

使用银盐离子柱色层法,分离原油的含硫非烃,银盐色层柱制备及含硫非烃的分离参考 Wei *et al.* (2007a)、姜乃煌等(2007)、马安来等(2018a)方法.分离后的含硫非烃加入 D<sub>16</sub>-单金刚烷用于硫代

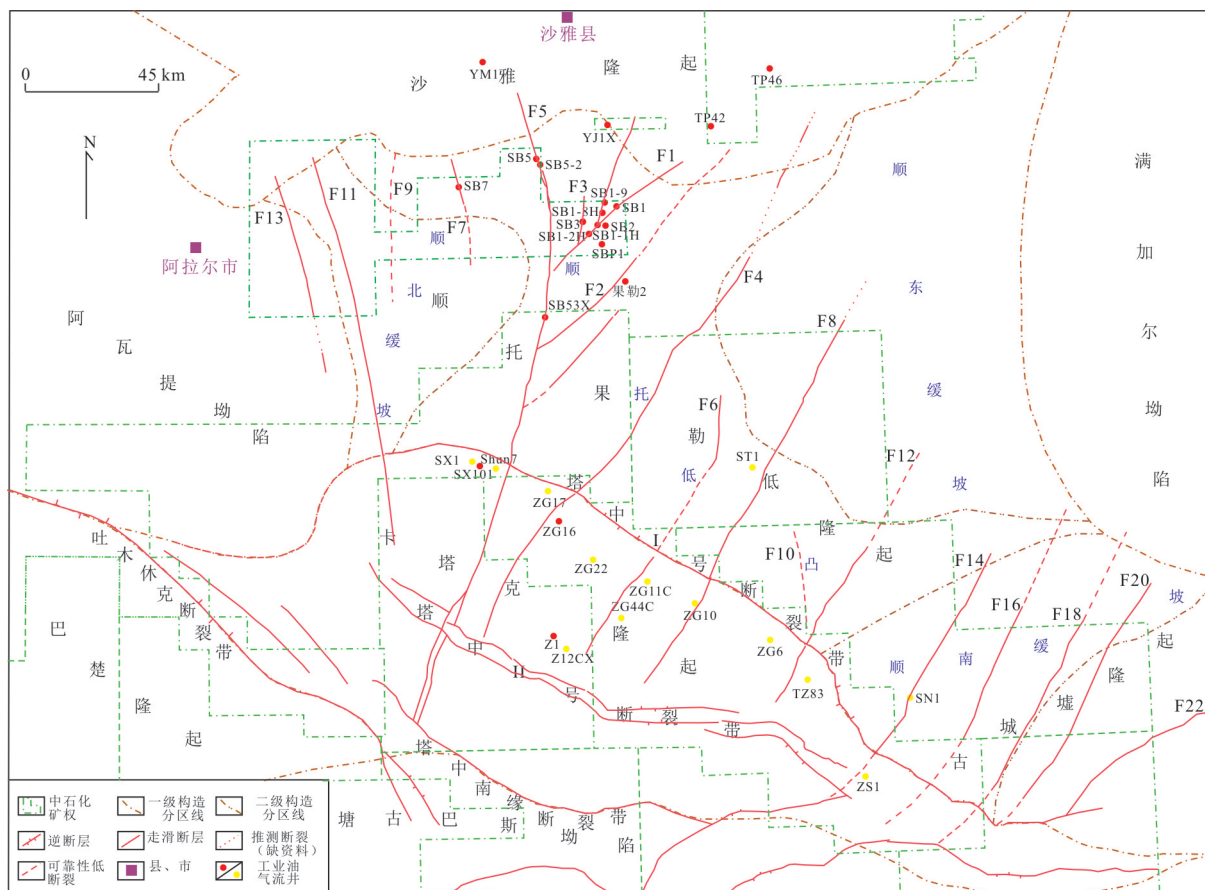


图1 顺托果勒地区构造位置

Fig.1 The structure location of Shuntuoquole area

表 1 顺北地区原油物性数据

Table 1 The physical property data of oils from North Shuntuoguole area

断裂带	井号	垂深(m)	密度 (g/cm <sup>3</sup> (20℃))	黏度 (mPa·s(50℃))	凝固点 (℃)	含硫量 (%)	气油比 (m <sup>3</sup> /t)
1号断裂带	SB1-3H	7 255.70~7 357.89	0.794 0	2.54	-17.6	0.104	469
	SB1	7 259.27~7 405.70	0.831 0	7.91	-14	0.032	/
	SB1-10H	7 299.50~7 768.16	0.798 2	2.82	-32	0.116	390
	SB1-6H	7 288.16~7 399.75	0.794 3	2.30	-12.7	0.107	456
	SB1-7H	7 339.36~7 456.00	0.797 0	2.80	-10.5	0.123	362
	SB1-1H	7 458.00~7 557.66	0.791 6	2.40	-18.0	0.105	459
	SB1-4H	7 459.00~7 561.96	0.797 0	2.70	-22.0	0.137	450
	SB1-5H	7 474.52~7 576.19	0.798 0	2.90	-21.0	0.125	447
1号分支断裂带	SB1-2H	7 469.00~7 569.47	0.795 0	2.62	-24.0	0.092	448
	SB1-8H	7 414.50~7 571.64	0.798 0	2.50	-12.8	0.105	451
次级断裂带	SB1-9H	7 372.74~7 630.00	0.804 0	1.95	-17.0	0.108	451
	SBP1	7 376.63~7 751.57	0.811 7	4.05	0	0.161	/
3号断裂带	SB2	7 348.60~7 487.11	0.810 0	3.07	-25.0	0.123	/
	SB3	7 520.00~7 870.08	0.814 3	7.91	-14	0.032	/
5号断裂带	SB5	7 315.00~7 650.64	0.829 0	4.97	-29.6	0.211	50
	SB5-2	7 460.33~7 527.16	0.826 0	6.18	-32	0.189	65
7号断裂带	SB7	7 568.46~7 863.66	0.854 8	15.63	-8	0.128	/

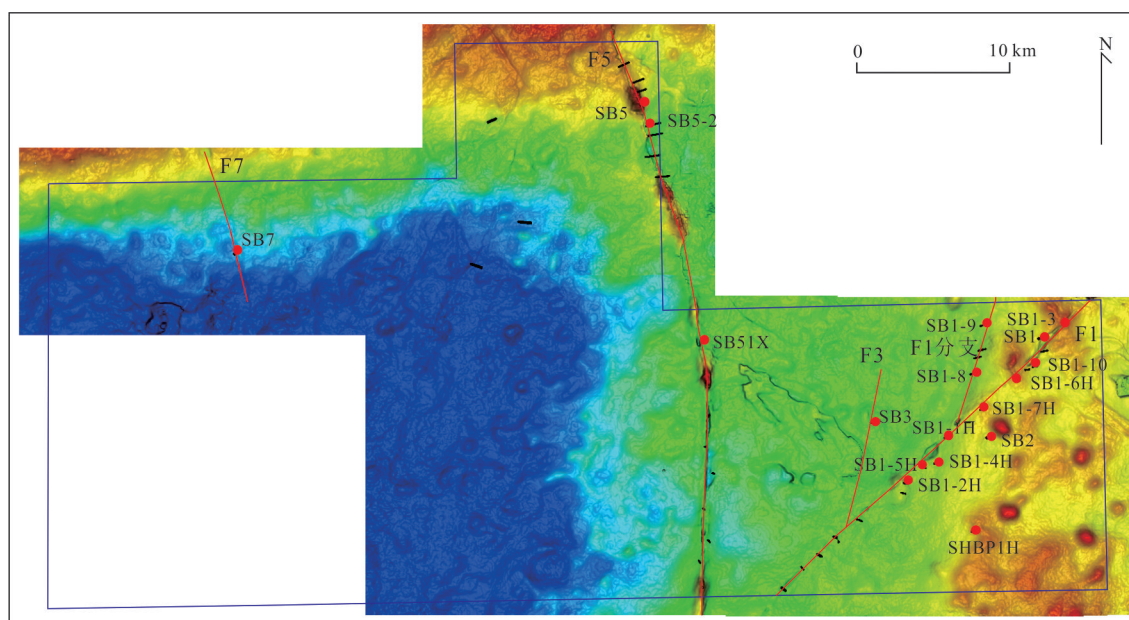
图 2 顺北地区  $T_7^4$  时间  $T_0$  图、主要走滑断裂和钻井井口位置叠合图

Fig.2 The overlay diagram of uninterpreted coherence slice of surface  $T_7^4$  (top of Middle Ordovician), main strike-slip faults and well heads location of North Shuntuoguole area

金刚烷的定量内标,使用  $N_2$  缓吹将含硫非烃浓缩至 0.5 mL,用于色谱质谱分析.

## 2.2 原油组分色谱质谱分析条件

饱和烃、芳烃、含硫非烃色谱-质谱分析是在 HP-Agilent 6890/5973 GC-MS 仪器上完成的,样品

进行多离子和全扫描分析,饱和烃、含硫非烃色谱质谱分析条件见文献(马安来等, 2018a). 芳烃色谱质谱分析中色谱柱升温程序: 50 °C 保持 1 min, 以 20 °C/min 升温至 100 °C, 以 3 °C/min 升温至 310 °C, 保持 21.5 min. 饱和烃、芳烃、硫代金刚烷各化合物

含量通过与标样的面积比计算得出。

### 2.3 天然气分析

依据 GB/T 13610-2014 标准,使用 Varian CP-3800 气相色谱仪对顺北地区天然气组成进行分析。使用配有 HP5890 气相色谱仪的 Finnigan MAT-253 稳定同位素质谱仪,按照 GB/T 18340.2-2010 标准,对天然气组分碳同位素进行分析。氮气为载气,用气相色谱法分离气体组分,在燃烧室将气体转化为 CO<sub>2</sub>,然后引入质谱仪中,使用熔丝硅毛细管柱 (Porapara K Q 柱, 30 m×0.32 mm) 将烃类气体组分 (C<sub>1</sub>~C<sub>5</sub>) 分离。色谱升温程序为:初始 32 °C,保持 5 min,以 5 °C/min 升温至 135 °C,以 15 °C/min 升温至 190 °C,以 20 °C/min 升温至 230 °C,保持 10 min,稳定碳同位素值与 Vienna Pee Dee (VPDB) 标准对比进行,测量精度为 ±0.3‰。

## 3 顺北地区奥陶系油气藏相态

判识油气藏相态的主要依据是油气藏流体 PVT 实验、井流物组成及气油比等经验公式方法。

### 3.1 PVT 相图判识油气藏相态

顺北 1 号断裂带油气藏泡点压力高,在 30.78~36.03 MPa,临界压力  $P_c$  分布范围在 14.29~21.16 MPa,临界温度分布范围为 282.3~414.6 °C,地饱压差大,为 49.2~54.64 MPa。5 号断裂带顺北 5 井、7 号断裂带顺北 7 井奥陶系油气藏泡点压力低,分布范围在 12.08~13.90 MPa,临界压力  $P_c$  分布范围在 5.76~5.81 MPa,临界温度高,分布范围为 480.1~530.1 °C,地饱压差大,为 66.53~71.97 MPa (表 2),顺北地区奥陶系油气藏温度远小于临界温度,为典型油藏相图 (图 3)。

表 2 顺北地区奥陶系油气藏 PVT 数据

Table 2 The PVT data of Ordovician reservoirs in North Shuntuoguole area

井号	顺北 1-6	顺北 5	顺北 7
生产井段垂深(m)	7 288.16~7 399.75	7 315.00~7 650.64	7 568.46~7 863.66
层位	O <sub>2</sub> yj+O <sub>1-2</sub> y	O <sub>2</sub> yj+O <sub>1-2</sub> y	O <sub>2</sub> yj+O <sub>1-2</sub> y
油藏压力(MPa)	85.31	85.87	78.61
油藏温度(°C)	158.0	150.5	148.1
生产气油比(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	264	56	73.85
饱和压力(MPa)	36.11	13.9	12.08
地饱压差(MPa)	49.20	71.97	66.53
临界压力 $P_c$ (MPa)	22.24	5.81	5.76
临界温度 $T_c$ (°C)	300.8	480.1	530.1
临界蒸发压力 $P_m$ (MPa)	36.93	14.37	13.67
临界凝析温度 $T_m$ (°C)	345.4	484.9	536.0

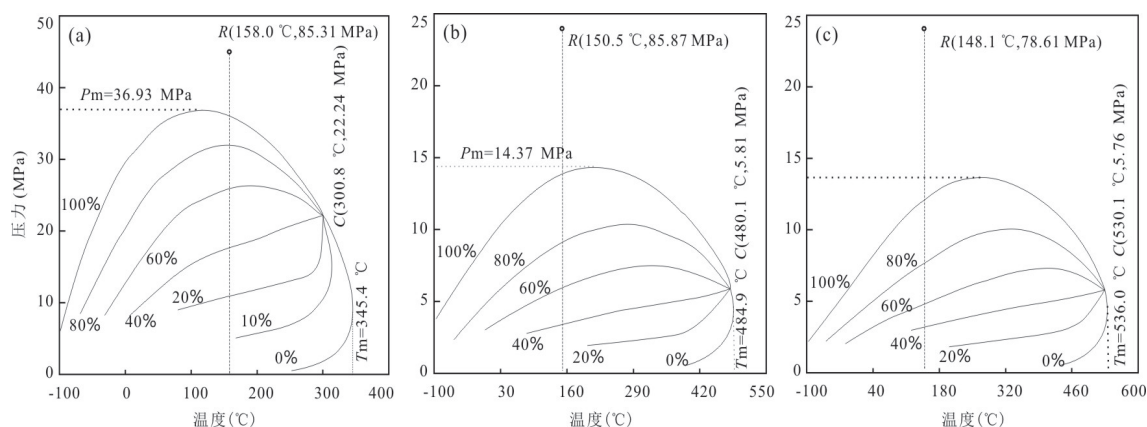


图 3 顺北地区不同断裂带奥陶系油气藏流体相态图

Fig. 3 The fluid phase of Ordovician reservoirs of different faults in North Shuntuoguole area

a. 顺北 1-6H 井; b. 顺北 5 井; c. 顺北 7 井

### 3.2 井流体组成判识油气藏相态

顺北地区奥陶系不同断裂带井流体组成存在较为明显的差异. 顺北1号断裂带奥陶系及顺北51X井流体组成以  $C_1+N_2$  为主, 含量为 51.18%~64.13%,  $C_7^+$  含量次之, 分布范围为 18.72%~29.20%,  $C_2\sim C_6+CO_2$  含量最低, 分布范围为 16.69%~20.58%, 在井流体组成三角图中(图4), 顺北1号断裂带、顺北51X井奥陶系油气藏落在挥发性油藏的分布区域. 顺北5、顺北7号断裂带奥陶系油气藏井流体组成中  $C_7^+$  含量高, 分布范围为 48.72%~50.45%, 其次为  $C_2\sim C_6+CO_2$  含量, 分布范围为 26.41%~31.17%,  $C_1+N_2$  含量最低, 含量仅为 20.11%~23.14%, 在井流体组成中, 顺北5、顺北7井奥陶系油气藏落在黑油分布区域.

## 4 原油地球化学特征

顺北地区不同断裂带奥陶系原油在物理性质上存在差异(表1), 1号断裂带、分支断裂带、次级断裂带和3号断裂带原油除顺北1井原油密度略重外为  $0.8310\text{ g/cm}^3$ , 其余原油密度相对较轻, 为  $0.79\sim 0.81\text{ g/cm}^3$ , 而5号带原油密度略重, 为  $0.826\sim 0.829\text{ g/cm}^3$ , 7号断裂带原油密度最重, 为  $0.854\text{ g/cm}^3$ .

### 4.1 原油生源

从原油饱和烃类异戊二烯烷烃比值来看, 顺托

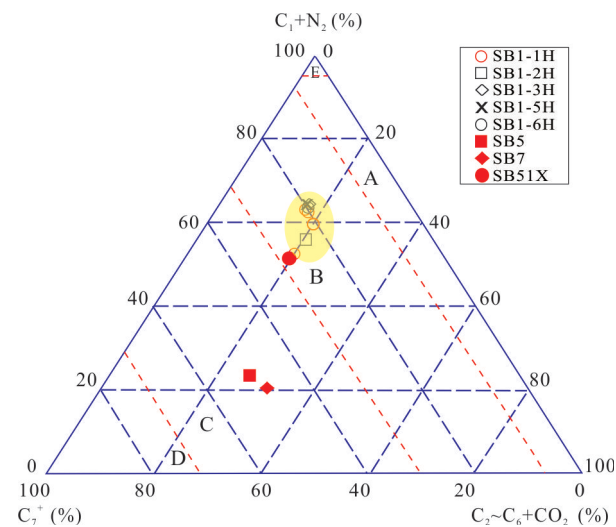


图4 顺北地区不同断裂带奥陶系井流体组成

Fig.4 Ternary diagram showing fluid components of Ordovician reservoirs of different faults in North Shuntuoguo area

A. 凝析气; B. 挥发性油藏; C. 黑油; D. 低蒸发油; E. 干气

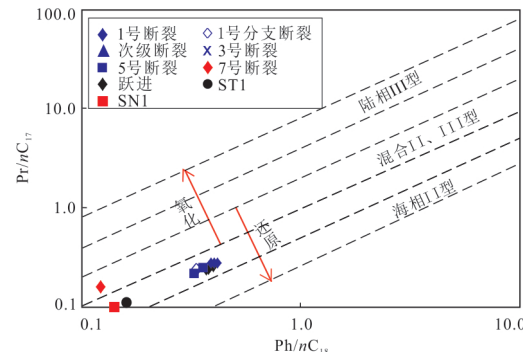


图5 顺北地区奥陶系原油  $Pr/nC_{17}$ 、 $Ph/nC_{18}$  之间的关系

Fig.5 The relationship between  $Pr/nC_{17}$  and  $Ph/nC_{18}$  ratios of Ordovician oils from North Shuntuoguo area

果勒地区原油  $Pr/Ph$  值多在  $0.79\sim 2.20$ ,  $Pr/nC_{17}$  比值在  $0.18\sim 0.28$ ,  $Ph/nC_{17}$  分布范围在  $0.1\sim 0.41$ , 在  $Pr/nC_{17}-Ph/nC_{18}$  关系图版中 (Connan and Casou, 1980), 顺托果勒地区原油基本上落入海相 II 型有机质分布区域内(图5). 顺北7井原油具有相对较高的  $Pr/Ph$  (2.12), 低的  $Pr/nC_{17}$  和  $Ph/nC_{18}$  比值, 分别为 0.16 和 0.12, 落在混合 II、III 有机质区域范围内. 顺托1井 (ST1)、顺南1井 (SN1) 原油由于具有较高的成熟度, 因而具有相对较低的  $Pr/nC_{17}$ 、 $Ph/nC_{18}$  比值.

在生物标志物组成上, 顺托果勒地区原油三环萜烷以  $C_{23}$  三环萜烷占优势的特征(图6),  $C_{21}TT/C_{23}TT$  分布范围为  $0.33\sim 0.78$ ,  $C_{24}$  四环萜烷含量相对较低,  $C_{24}Te/C_{26}TT$  比值为  $0.18\sim 0.53$ . 在甾烷组成上, 呈现  $C_{29}>C_{27}>C_{28}$  的分布特征, 这些特征与塔里木盆地海相原油生标分布面貌相同 (Zhang and Huang, 2005; 马安来等, 2006; Zhang *et al.*, 2011; Li *et al.*, 2015; 王倩茹等, 2018).

顺托果勒地区原油具有相对较低的二苯并噻吩/菲比值,  $DBT/P$  的比值分布范围在  $0.06\sim 1.28$ , 根据 Hughes *et al.* (1995) 提出的模板, 1号断裂带、分支断裂带原油多落在海相碳酸盐岩、海相页岩、湖相超盐环境的交界区域附近(图7), 顺北3、顺北7、顺北5、次级断裂带、顺托1、顺南1井原油落入海相页岩和其他湖相泥岩的区域内.

在三萜系列组成上, 顺北地区原油除了 SB3、SB7 和顺北5号原油外, 均富含硫萜化合物, 含量在  $50\%\sim 80\%$ , 贫氧萜化合物, 含量基本上小于  $1\%\sim 11\%$ , 萜含量在  $22\%\sim 50\%$  (图8), 相比较而言, 顺北1号断裂带、分支断裂带原油富含硫萜, 而次级断裂带、顺北3、顺北5、顺北7原油相对富含萜化合物.

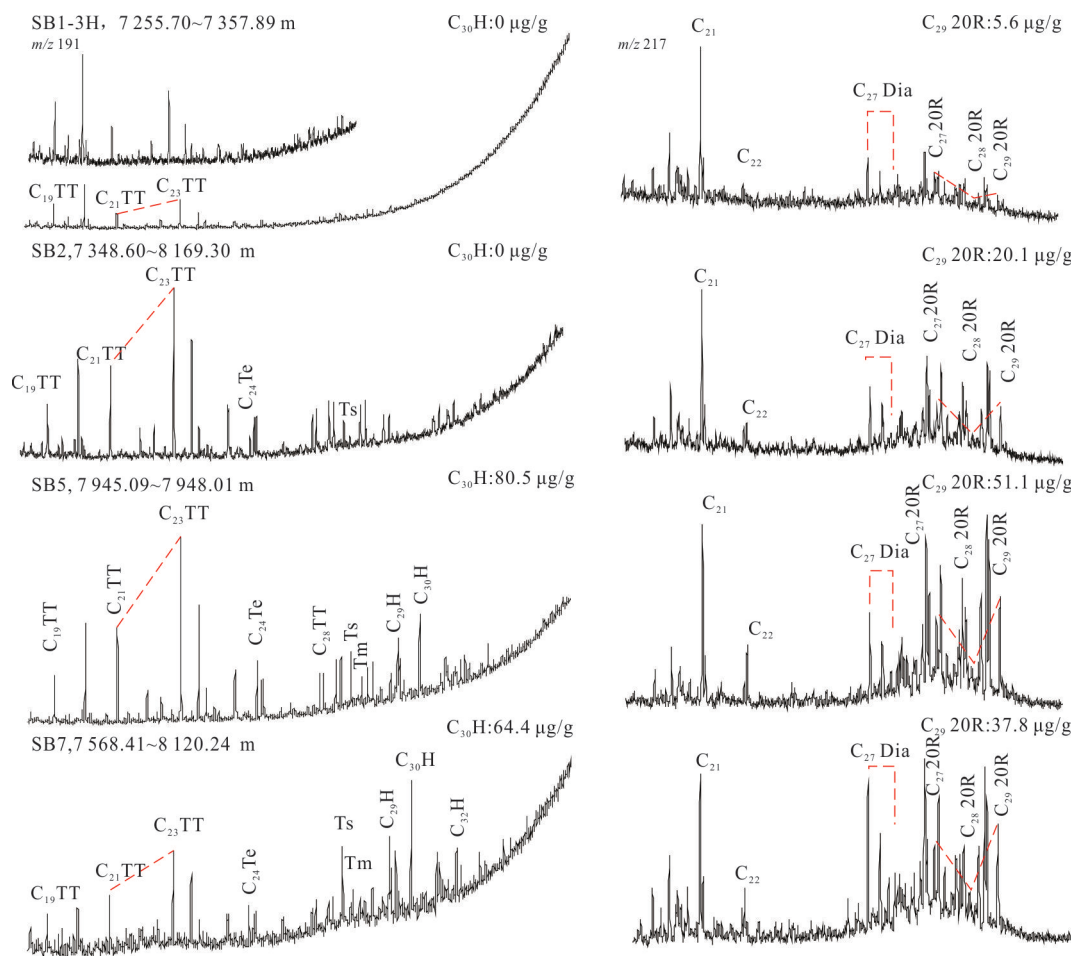


图6 顺北地区不同断裂带原油生标分布面貌

Fig.6 The biomarker distribution of Ordovician oils from different faults in North Shuntuoguo area

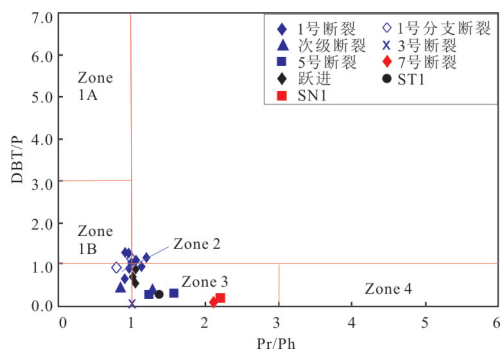


图7 顺北地区原油 DBT/P 与 Pr/Ph 之间的关系

Fig.7 Plot of DBT/P versus Pr/Ph value of oils from North Shuntuoguo area

从顺托果勒地区原油饱和烃单体碳同位素分布曲线来看(图9),顺北地区除了顺北7井原油在低碳数正构烷烃具有相对偏重的碳同位素( $> -34\%$ ),顺北地区原油饱和烃具有相对偏轻的碳同位素,单体碳同位素多分布在 $-34\% \sim -36\%$ ,

顺南1井奥陶系原油具有重碳同位素特征,单体碳同位素多重于 $-30\%$ .从单体碳同位素分布来看,顺北地区奥陶系原油与塔中奥陶系原油基本具有相似的单体碳同位素分布区间(Li *et al.*, 2015).

#### 4.2 原油成熟度

顺北地区奥陶系原油在饱和烃气相色谱上均呈现单峰型分布,CPI在1左右,表明原油为成熟原油,顺北地区大部分奥陶系原油具有较轻密度表明原油的成熟度较高.饱和烃质谱分析表明,3号断裂带SB3井原油生标消失,1号断裂带、分支断裂带奥陶系原油藿烷系列均已消失, $C_{30}H$ 含量为0,三环萜烷也有不同程度的降解,甾烷系列也有一定的降解, $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷含量为 $5 \sim 10 \mu\text{g/g}$ ;而顺北5、顺北7井奥陶系原油具有较高含量的藿烷系列, $C_{30}H$ 含量为 $64.4 \sim 80.5 \mu\text{g/g}$ ,甾烷系列含量相对较高, $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷含量在 $20.1 \sim 51.1 \mu\text{g/g}$ ,从生物标志物含量来看顺北1号带原油成熟度高于顺北5、

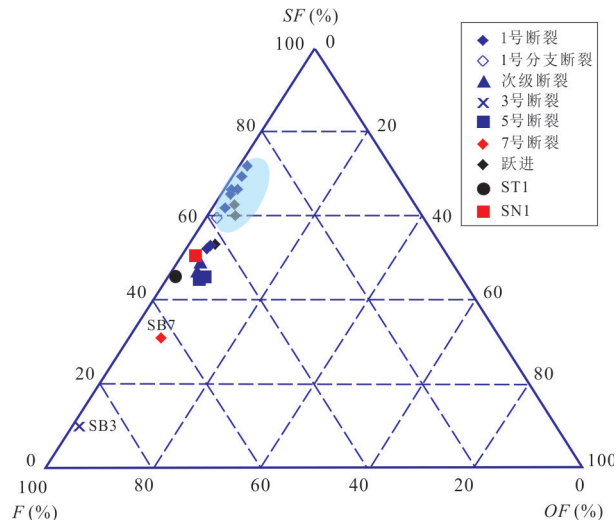


图 8 顺北地区原油三芴系列组成三角图

Fig.8 Ternary plots showing the relative distribution of fluorine, dibenzofuran and dibenzothiophene in oils from North Shuntuoguole area

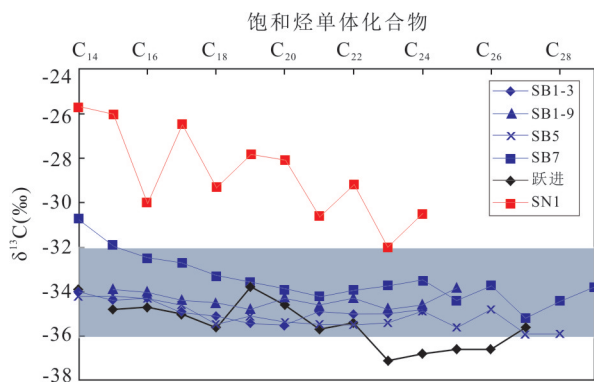


图 9 顺北地区原油单体碳同位素分布

Fig.9 Distribution features of the compound specific carbon isotopic curves of *n*-alkanes of oils from North Shuntuoguole area

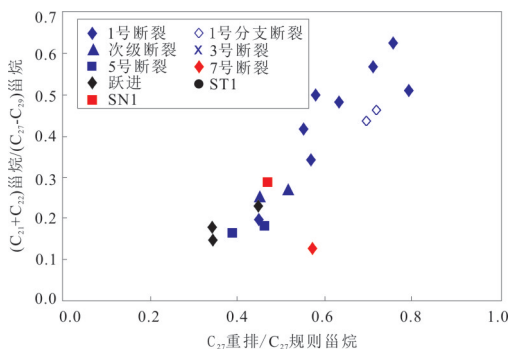


图 10 顺北地区原油  $C_{27}$  规则甾烷/ $C_{27}$  重排甾烷  $\sim (C_{21} + C_{22})$  甾烷/ $(C_{27} - C_{29})$  规则甾烷之间的关系

Fig.10 The relationship between  $C_{27}$  dia/ $C_{27}$  regular steranes and  $(C_{21} + C_{22})$  steranes/ $(C_{27} - C_{29})$  steranes of oils from North Shuntuoguole area

顺北 7 奥陶系原油。

由于顺北 1 号断裂带原油成熟度高, 藿烷系列消失, 常规的藿烷系列参数如  $T_s/(T_s + T_m)$ 、 $C_{31} 22S/(22S + 22R)$  等参数无法计算。甾烷类成熟度  $C_{29} 20S/(22S + 22R)$  比值在 0.50~0.60,  $C_{29} \beta\beta/(\alpha + \beta)$  在 0.57~0.62, 不是有效的成熟度指标。而对于来源相同的原油而言,  $C_{27}$  重排甾烷/ $C_{27}$  规则甾烷、 $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  甾烷比值可做为有效的成熟度参数 (Peters *et al.*, 2005)。1 号断裂带原油  $C_{27}$  重排甾烷/ $C_{27}$  规则甾烷比值在 0.55~0.79,  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  规则甾烷比值为 0.34~0.62 (图 10), 分支断裂带原油  $C_{27}$  重排甾烷/ $C_{27}$  规则甾烷比值在 0.70~0.72,  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  规则甾烷比值为 0.42~0.44, 分布在顺北 1 号断裂带比值分布范围内, 次级断裂带原油  $C_{27}$  规则甾烷/ $C_{27}$  重排甾烷比值在 0.45~0.52,  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  甾烷比值在 0.25~0.27, 5 号断裂带原油、跃进地区奥陶系原油成熟度相对较低,  $C_{27}$  重排/ $C_{27}$  规则甾烷比值分布在 0.34~0.46,  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  甾烷比值分布范围为 0.15~0.23。顺北 7 号断裂带原油对应的沉积环境可能黏土含量相对偏高, 导致  $C_{27}$  重排/ $C_{27}$  规则甾烷比值相对偏高, 但  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  甾烷比值偏低, 仅为 0.13, 表明顺北 7 井原油成熟度最低。ST1 井原油中检测不出生物标志物, SN1 井原油为强烈蚀变的原油 (马安来等, 2018a),  $C_{27}$  重排/ $C_{27}$  规则甾烷比值为 0.47,  $(C_{21} + C_{22})/(C_{27} - C_{29})$  甾烷比值为 0.29。

甲基菲指数 ( $MPI_1$ ) 和甲基菲比值 ( $F_1$ ) 对于高成熟原油是有效的成熟度参数 (Radke *et al.*, 1982; Kvalhem *et al.*, 1987), 顺北地区原油  $MPI_1$ 、 $F_1$  表明原油成熟度依次为顺北 1 号断裂带 > 3 号断裂带 > 分支断裂带 > 次级断裂带 > 5 号断裂带和跃进地区 > 7 号断裂带 (图 11)。依据  $MPI_1$ 、 $F_1$  与等效镜质体的折算公式, 1 号断裂带原油成熟度分布范围为 1.0%~1.1%, 3 号断裂带原油成熟度为 1.02%~1.04%, 分支断裂带原油成熟度分布范围为 0.98%~1.02%, 次级裂带原油成熟度为 0.87%~0.97%, 5 号断裂带原油成熟度为 0.82%~0.84%, 跃进地区原油成熟度为 0.79%~0.90%, 7 号断裂带原油成熟度仅为 0.77%~0.80%。顺南和顺托原油具有很高含量的 3-MP 和 2-MP,  $F_1$  指数换算的等效镜质体反射率达到 1.42%~1.44%。

烷基二苯并噻吩参数可作为高成熟度原油和烃源岩的有效成熟度参数 (Chakhmakhchev *et al.*,



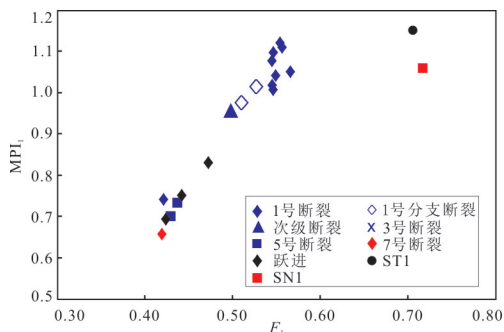


图11 顺北地区原油MPI<sub>1</sub>、F<sub>1</sub>比值之间的关系

Fig. 11 Plot of the MPI<sub>1</sub> versus F<sub>1</sub> of oils from North Shuntuoguole area

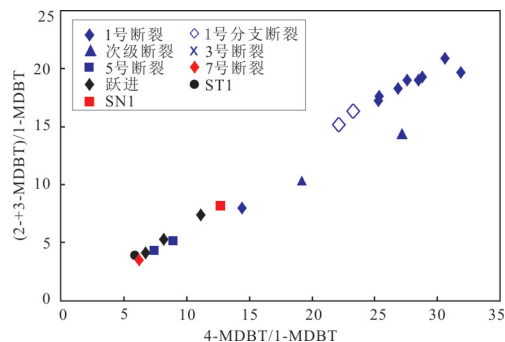


图12 顺北地区原油4-MDBT/1-MDBT 比值与(2+3-)MDBT/1-MDBT 比值之间的关系

Fig. 12 Plot of the 4-MDBT/1-MDBT versus (2+3-)MDBT/1-MDBT of oils from North Shuntuoguole area

1997).1号断裂带除顺北1井原油具有较低的4-甲基/1-甲基二苯并噻吩和(2+3-)甲基二苯并噻吩/1-甲基苯并噻吩比值外,分别为14.43和7.96(图12),其他原油4-MDBT/1-MDBT、(2+3-)MDBT/1-MDBT 比值均较高,分布范围分别为25.31~31.90、17.24~20.90;其次为分支断裂带原油,上述两个比值分布范围分别为22.18~23.24,8.45~8.79;次级断裂带原油4-MDBT/1-MDBT和(2+3-)MDBT/1-MDBT 比值分布范围跨度较大,分别为19.20~27.15、10.28~14.28,3号断裂带原油4-MDBT/1-MDBT和(2+3-)MDBT/1-MDBT 比值低,分别为13.60和9.35,5号断裂带、跃进地区原油4-MDBT/1-MDBT和(2+3-)MDBT/1-MDBT 比值分布范围分别为7.37~11.14、4.29~7.36,7号断裂带顺北7井原油4-MDBT/1-MDBT和(2+3-)MDBT/1-MDBT 最低,为6.15和3.15.从二苯并噻吩比值反映的顺北地区奥陶系原油成熟度与甲基菲指数反映的原油成熟度面貌基本一致.从上述成熟度指标综合考虑,顺北地区原油成熟度呈现1号带及分支断裂带≈3号带>次级断裂带>5号带>7号带.

### 5 顺北地区奥陶系天然气地球化学特征

顺北地区奥陶系天然气以烷烃气为主,甲烷含量在46.89%~83.73%,乙烷含量较高,分布范围在6.99%~17.97%,丙烷含量分布范围在3.25%~14.78%.在非烃气体含量上,顺北地区天然气非烃以CO<sub>2</sub>气体为主,含量在2.39%~10.43%,N<sub>2</sub>含量多低于5%.顺北地区奥陶系天然气为湿气,天然气干燥系数在0.52~0.87(表3),整体上天然气干燥系数呈现顺北1号断裂带>1号分支断裂带>顺北3号断裂带>顺北5号断裂带>顺北7号断裂带.

在天然气组分同位素组成上,顺北地区奥陶系天然气均呈现δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub><δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub><δ<sup>13</sup>C<sub>3</sub><δ<sup>13</sup>C<sub>4</sub>的正碳同位素分布序列,且δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub><-28‰,为油型气.研究表明塔里木盆地原油裂解气组分碳同位素偏重,甲烷和乙烷的碳同位素分布范围为-35‰~40‰、-28‰~36‰(Liu *et al.*, 2019).从天然气甲烷碳同位素来看,天然气成熟度呈现顺北1号断裂带>1号

表3 顺北地区奥陶系油气藏天然气组成及碳同位素

Table 3 Molecular and carbon isotopic composition of associated gas from North Shuntuoguole Ordovician reservoirs

井号	垂深(m)	C <sub>1</sub> / C <sub>1</sub> <sup>+</sup>	天然气组分(%)										δ <sup>13</sup> C (‰)				
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
SB1-3	7 255.70~7 357.89	0.87	83.73	6.99	3.25	0.71	1.04	0.27	0.24	1.16	2.59	-44.7	-33.3	-30.8	-34.2	-29.0	
SB1-4	7 459.00~7 561.96	0.84	80.35	9.05	3.98	0.70	1.01	0.21	0.19	2.20	2.39	-47.0	-33.8	-31.6	-35.2	-29.4	
SB1-8	7 414.50~7 571.64	0.85	74.04	7.83	3.38	0.60	0.92	0.22	0.22	1.81	10.43	-47.2	-33.8	-31.2	-31.9	-30.7	
SB1-9	7 372.74~7 630.00	0.71	67.79	10.39	8.16	2.37	4.16	1.19	1.21	1.12	3.59	-46.6	-34.1	-31.9	-32.1	-31.1	
SB3	7 520.00~7 870.08	0.64	61.16	15.85	11.58	2.21	3.92	0.76	0.67	0.76	3.00	-50.7	-34.3	-31.6	-33.2	-30.4	
SB5	7 315.00~7 650.64	0.63	54.48	17.97	9.43	1.09	2.15	0.36	0.46	5.84	8.06	-48.9	-39.3	-35.6	-34.6	-33.4	
SB7	7 568.46~7 863.66	0.52	46.89	20.92	14.78	1.41	4.92	0.59	0.97	1.85	6.90	-48.4	-39.0	-33.9	-33.6	-32.0	

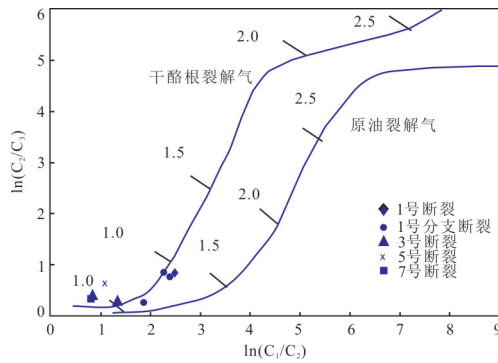


图 13 使用  $\ln(C_1/C_2)$  与  $\ln(C_2/C_3)$  参数划分顺北地区奥陶系天然气成因

Fig. 13 The Ordovician natural gas classification of North Shuntuoguole area using a plot of  $\ln(C_1/C_2)$  and  $\ln(C_2/C_3)$  with increasing of  $R_o$  value

图版据李剑等(2017)

分支断裂带 > 3 号断裂带 > 5 号断裂带构造带 > 7 号断裂带。从顺北地区奥陶系天然气组分碳同位素来看, 顺北地区天然气相对贫  $\delta^{13}C$ 。使用李剑等(2017)提出的干酪根降解气和原油裂解气判识图版, 顺北地区奥陶系天然气以干酪根裂解气为主, 顺北 1 号断裂带、顺北 3 号断裂带天然气含有少量原油裂解气的贡献(图 13)。

## 6 顺北深层油气藏蚀变作用

### 6.1 顺北深层原油裂解程度

顺北深层原油密度相对偏轻, 特别是 1 号断裂带原油, 密度仅在  $0.79\sim 0.81\text{ g/cm}^3$ , 密度小于毗邻的中石油区块的富源深层奥陶系高温原油, 富源深层储层埋深为  $7\ 711\text{ m}$ , 井底温度为  $172\text{ }^\circ\text{C}$ , 原油密度为  $0.825\sim 0.843\text{ g/cm}^3$  (Zhu *et al.*, 2018a)。从原油密度、生物标志物分布面貌、天然气干燥系数来看, 顺北 1 号断裂带油气成熟度高于富源奥陶系油气成熟度, 而顺北 5、顺北 7 井油气成熟度低于富源深层油气成熟度。

金刚烷为刚性笼形烃类化合物, 结构稳定, 不易受到热降解和生物降解作用的影响, 是判识原油裂解程度的良好指标 (Dahl *et al.*, 1999; Wei *et al.*, 2007b)。顺北深层奥陶系原油均可以检测出完整的  $C_0\text{-}C_4$  单金刚烷、 $C_0\text{-}C_2$  双金刚烷系列共计 27 个化合物 (图 14), 金刚烷化合物定性参见马安来等 (2018b)。

对顺北地区原油金刚烷化合物定量表明, 1 号断裂带原油 (4+3-) MD 含量分布范围为

$21.76\sim 28.49\text{ }\mu\text{g/g}$  (图 15), 8 个样品的平均值为  $24.89\text{ }\mu\text{g/g}$ , 分支断裂带 2 个原油 (4+3-) MD 含量分布范围为  $26.60\sim 28.40\text{ }\mu\text{g/g}$ , 平均值为  $27.50\text{ }\mu\text{g/g}$ , 次级断裂段 2 个原油的 (4+3-) MD 含量分布范围为  $13.81\sim 18.06\text{ }\mu\text{g/g}$ , 平均值为  $15.94\text{ }\mu\text{g/g}$ , 3 号断裂带原油 (4+3-) MD 含量为  $21.09\text{ }\mu\text{g/g}$ , 5 号断裂带 2 个原油 (4+3-) MD 含量的分布范围为  $36.44\sim 36.29\text{ }\mu\text{g/g}$ , 平均值为  $38.37\text{ }\mu\text{g/g}$ ; 7 号断裂带原油 (4+3-) MD 含量最低, 仅为  $9.25\text{ }\mu\text{g/g}$ 。

原油裂解程度正确认识依赖于原油中金刚烷本底含量, 在使用  $D_{16}$ -单金刚烷作为定量内标的前提下, Zhang *et al.* (2011) 认为本底值在  $20\text{ }\mu\text{g/g}$ , Ma *et al.* (2017, 2018) 认为塔河油田原油金刚烷本底值在  $10\sim 15\text{ }\mu\text{g/g}$  (校正值), 未校正值在  $22\sim 33\text{ }\mu\text{g/g}$ , Li *et al.* (2018) 使用  $C_{16}D_{34}$  为内标, 认为塔里木盆地海相原油金刚烷基线为  $69\text{ }\mu\text{g/g}$ 。顺北地区 1 号断裂、分支断裂、次级断裂、3 号断裂原油中 (4+3-) MD 含量平均值在  $18.99\sim 27.50\text{ }\mu\text{g/g}$ , 含量远低于受强烈热蚀变的 SN1 井奥陶系原油, SN1 井原油 (4+3-) MD 为  $1\ 562.10\text{ }\mu\text{g/g}$  (马安来等, 2018a), 低于使用全油及单体硫化物硫同位素证实为强烈 TSR 作用的 ZS1C 原油 (Li *et al.*, 2015; Zhu *et al.*, 2016; Cai *et al.*, 2016)、LS2 井原油 (Zhu *et al.*, 2018b), ZS1C、LS2 井原油 (4+3-) MD 含量为  $8\ 008.31\text{ }\mu\text{g/g}$ 、 $331.32\text{ }\mu\text{g/g}$  (马安来等, 2018b), 也低于塔河 9 区奥陶系、轮古东地区奥陶系原油 (马安来等, 2009; Zhang *et al.*, 2011)。图 15 是根据 Dahl *et al.* (1999) 提出了利用“生标含量—甲基金刚烷含量”确定原油裂解程度的图版, 使用金刚烷基线为  $22\text{ }\mu\text{g/g}$  (未校正含量), 1 号断裂带、分支断裂带、次级断裂带原油裂解比例仅为  $0\%\sim 23\%$ , 因而顺北地区油气藏未发生大规模原油裂解作用。

### 6.2 油气藏 TSR 作用

顺北地区油气藏天然气含有微量的  $H_2S$  气体,  $H_2S$  含量在  $10\sim 14\ 515\text{ mg/m}^3$ , 不同断裂带之间  $H_2S$  含量存在差异性 (表 4), 1 号断裂带  $H_2S$  含量 > 分支断裂带 > 5 号断裂带 > 7 号带。从  $H_2S$  含量换算的天然气体积分数, 所有天然气  $H_2S$  含量基本上都小于  $1\%$ , 从  $H_2S$  含量来看, 顺北地区油气藏基本未发生 TSR 作用。

顺北地区奥陶系原油含硫非烃可以检测出完整的低聚硫代金刚烷含量, 包括  $C_0\text{-}C_5$  硫代单金刚

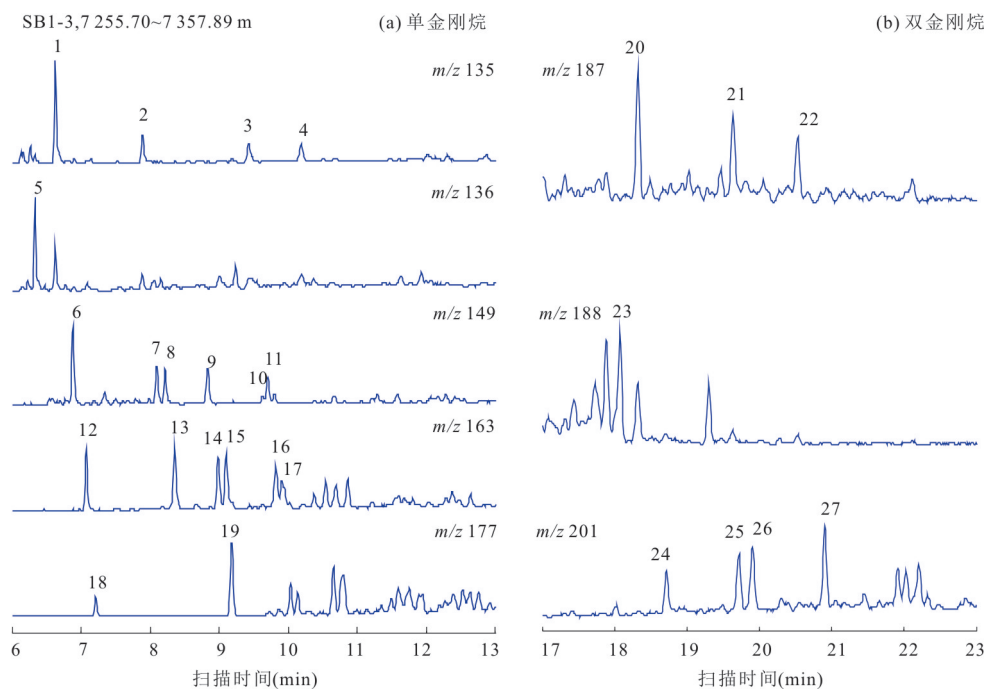


图 14 顺北 1-3 井奥陶系原油中金刚烷质量色谱图

Fig. 14 The mass chromatograms of diamondoids of oils from Well SB1-3  
a. 单金刚烷系列; b. 双金刚烷系列

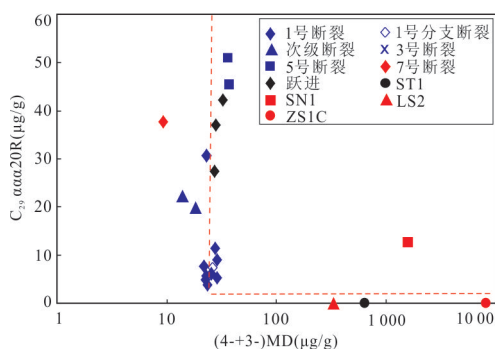


图 15 顺北地区奥陶系原油中(4+3-)MD 含量与  $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$  含量之间的关系

Fig. 15 Plot of the concentrations of (4+3-)MD versus  $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$  of oils from North Shuntuoquole area

烷、 $C_0$ - $C_3$  硫代双金刚烷、 $C_0$ - $C_3$  硫代三金刚烷系列 (图 16), 硫代金刚烷系列的定性参见马安来等 (2018b). 使用  $D_{16}$ -单金刚烷作为定量内标, 顺北地区奥陶系原油中低聚硫代金刚烷含量分布范围为 0.76~18.88  $\mu\text{g/g}$  (图 17), 远低于 TSR 改造的 ZS1C、LS2、SN1 井原油, ZS1C、LS2、SN1 井原油中硫代金刚烷含量分别为 8 726.21  $\mu\text{g/g}$ 、195.32  $\mu\text{g/g}$ 、81.26  $\mu\text{g/g}$  (马安来等, 2018a, 2018b), 根据 Cai *et al.* (2016) 提出 TSR 改造的门槛值为 28  $\mu\text{g/g}$ , 顺北地区原油 TSR 蚀变作用较低.

表 4 顺北地区天然气硫化氢含量

Table 4 The  $\text{H}_2\text{S}$  content of the natural gas from North Shuntuoquole area

井号	硫化氢含量均值( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	样本数(个)
SB1-3	5 835	7
SB1-6	10 032	8
SB1-7	6 074	5
SB1-1	14 515	41
SB1-4	9 796	13
SB1-5	7 221	7
SB1-2	8 076	5
SB1-9	2 736	21
SB1-8	531	22
SB1	10	1
SB5	87.26	15
SB7	7.40	1

## 7 顺北地区超深层工业性油藏的保存

### 7.1 工业性油藏原油成熟度和密度受控于油藏初始静温

值得注意的是, 顺北地区不同断裂带、同一断裂带之间原油芳烃成熟度 4-MDBT/1-MDBT 与油藏初始静温之间存在较好的正相关性(图 18a), 仅

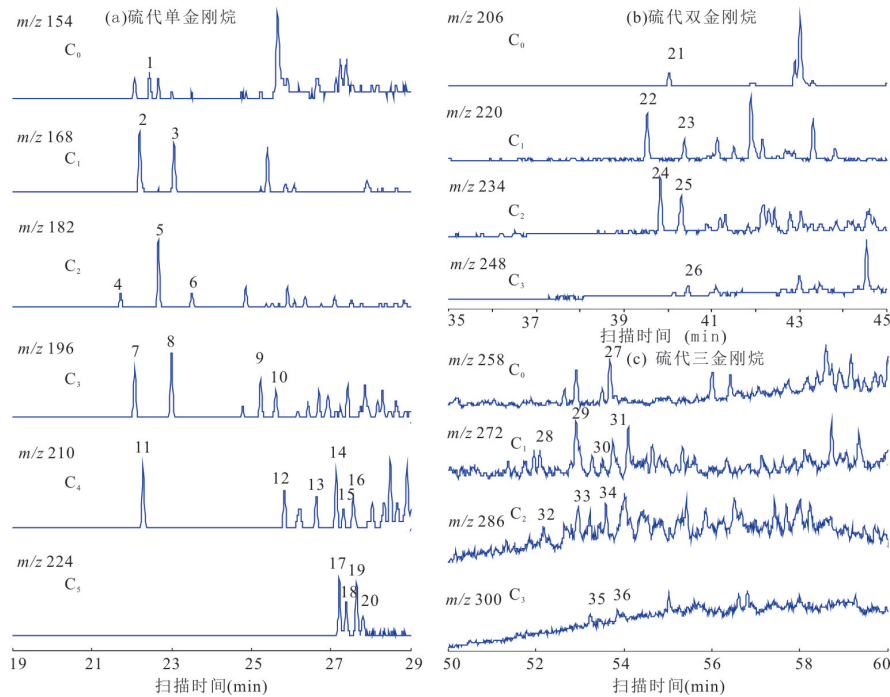


图 16 顺北 1-3 井原油硫代金刚烷质量色谱图

Fig. 16 The mass chromatograms of thiadiamondoids of oils from Well SB1-3

a. 硫代单金刚烷系列; b. 硫代双金刚烷系列; c. 硫代三金刚烷系列

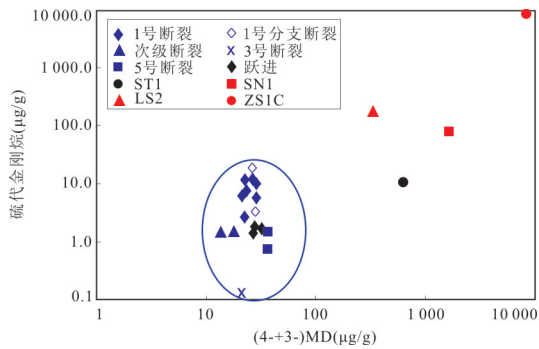


图 17 顺北地区原油 (4+3-)MD 和硫代金刚烷含量之间的关系

Fig. 17 Plot of the concentrations of (4+3-) MD and thiadiamondoids of oils from North Shuntuoguole area

SB3 井油藏温度由于未做静态测温, 成熟度和温度关系偏离主体相关趋势. 总体而言油气藏温度低, 原油成熟度低, 油气藏温度高, 原油成熟度高. 从顺北 7 号断裂至顺北 5 号断裂至顺北 1 号断裂方向, 随着油藏温度逐渐增加, 原油密度逐渐减小 (图 18b), 油气藏相态由黑油油藏向挥发性油藏变化.

### 7.2 长期低温背景、油气藏次生蚀变程度低是工业性油藏保存的关键

顺北地区超 7 000 m 工业性油藏的保存与该区长期处于低地温背景条件有关. 根据系统测温数据

拟合的现今地温梯度, 托普台地区 TP24、TP16 井、TP17CX 平均地温梯度为 2.0 °C/100 m, 顺托果勒地区顺 7 井平均地温梯度为 2.27 °C/100 m, 顺南地区顺 401 井平均地温梯度为 2.56 °C/100 m. 根据试油温度计算, 托普台地区地温梯度为 2.04~2.65 °C/100 m, 顺托低隆地温梯度为 2.12 °C/100 m, 顺南地区地温梯度为 2.42~2.69 °C/100 m, 古城墟地区地温梯度最高为 2.41~2.74 °C/100 m. 如顺北地区油气藏流温、静温测试资料 (表 5), 顺北地区奥陶系油藏开发初期油气藏静温为 155.37~161.89 °C, 流温为 164.8~167.9 °C, 随着开发的进行, 油气藏温度有所下降, 油气藏静温为 151.19~161.00 °C, 流温为 156.02~170.45 °C.

根据地温梯度, 采用一维导热方程, 计算了顺托果勒地区 7 000 m、8 000 m 统一深度的现今地层温度, 可以发现 7 000 m 深度, 顺北地区温度小于 150 °C, 8 000 m 统一深度顺北地区温度在 160~170 °C (图 19). 整体上, 地温呈现从西北向东南逐渐增加的趋势.

塔里木盆地海相油气藏的主要成藏期为加里东晚期、海西晚期和喜山期, 喜山晚期天然气气侵作用对油气藏进行了改造 (Zhang *et al.*, 2011). 顺北天然气为湿气及甲烷碳同位素偏轻表明顺北奥

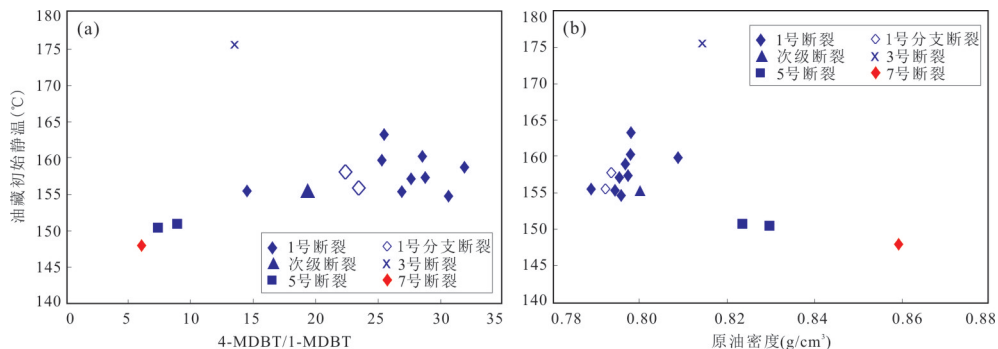


图 18 顺北地区不同断裂带原油芳烃成熟度 4-MDBT/1-MDBT(a)、原油密度(b)与油藏初始静温之间的关系

Fig. 18 The plots of ratio of 4-MDBT/1-MDBT of aromatic maturity parameter versus reservoir initial static temperature (a), oil density versus reservoir initial static temperature of oils from different faults in the North Shuntuoguole area (b)

表 5 顺北地区不同时期油气藏静温、流温数据

Table 5 The static temperature and flow temperature of the Ordovician reservoirs of the North Shuntuoguole area during different periods

井号	完钻井深(m)	距 T <sub>7<sup>+</sup></sub> 垂深(m)	2017 年年初			2017 年年底		
			静温(°C)	流温(°C)	温差(°C)	静温(°C)	流温(°C)	温差(°C)
SB1-2H	7 569	89	161.89	167.3	5.4	161.00	169.21	7.32
SB1-5H	7 576	98	160.70	166.9	6.2	152.82	168.33	15.51
SB1-4H	7 558	94	159.72	166.3	6.6	150.25	162.20	11.95
SB1-1H	7 456	83	158.40	163.6	5.2	158.22	171.45	12.23
SB1-7H	7 400	104	158.10	164.8	6.7	155.17	156.02	0.85
SB1-6H	7 358	99	157.06	167.2	10.2	159.90	161.29	1.39
SB1-3	7 497	101	155.37	164.4	9.1	151.19	163.87	12.68
平均值	7 497	95	158.75	165.8	7.1	157.75	165.79	8.85

陶系油气藏并未受到气侵作用影响.埋藏史恢复表明顺北地区奥陶系在地质历史时期未超过 170 °C,未达到大规模裂解温度.原油裂解动力学表明,原油保持独立油相的时间依赖于加热速率(Waples, 2000; 田辉等, 2006; Zhu *et al.*, 2012; Ma, 2016),在 2 °C/Ma 的加热速率下,原油在 179~192 °C 保持稳定,在 20 °C/Ma 的加热速率下,原油可在 194 °C 保持独立油相.北海高温高压油气藏(Pepper and Dodd, 1995; Waples, 2000)、渤海湾盆地 ND1 井高温凝析气藏(赵贤正等, 2011)、塔里木盆地富源 1 井高温油藏(Zhu *et al.*, 2018a)均进一步证实了上述观点.顺北地区奥陶系油气藏气油比、金刚烷含量均证实油气藏裂解程度低.

随着 ZS1C 井寒武系肖尔布拉克组油气藏的突破, TSR 作用日益引起关注. TSR 作用导致油藏破坏、经济价值降低、生成 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 等酸性气体,顺北地区深层奥陶系油藏仅含有微量的 H<sub>2</sub>S 气体,虽然能检测出完整的低聚硫代金刚烷系列

化合物,但绝对含量较低 (<18.88 μg/g),同时伴生天然气甲烷碳同位素偏轻 (-50.7‰~-44.4‰),表明该层位 TSR 作用十分微弱.

顺北地区奥陶系深层由于长期处于低地温背景,原油裂解作用、TSR 作用及气侵作用程度均较低,油气藏次生蚀变作用微弱,是顺北地区超深层油藏保存的关键.

## 8 结论

(1) 顺北地区奥陶系原油具有相似的分子标志物组成, Pr/Ph 比值低, C<sub>28</sub> 甾烷含量低, 三芴系列中含有相对较高的二苯并噻吩, 相对偏轻的碳同位素, 表明来源于同一套烃源岩, 顺北 7 井原油母源沉积环境略偏氧化. 顺北地区原油成熟度差异较大, 整体上 1 号断裂带、分支断裂带原油成熟度 ≈ 3 断裂带 > 次级断裂带 > 5 号断裂带 > 7 号断裂带, 原油成熟度与油藏初始静温之间具有良好的正相关性.

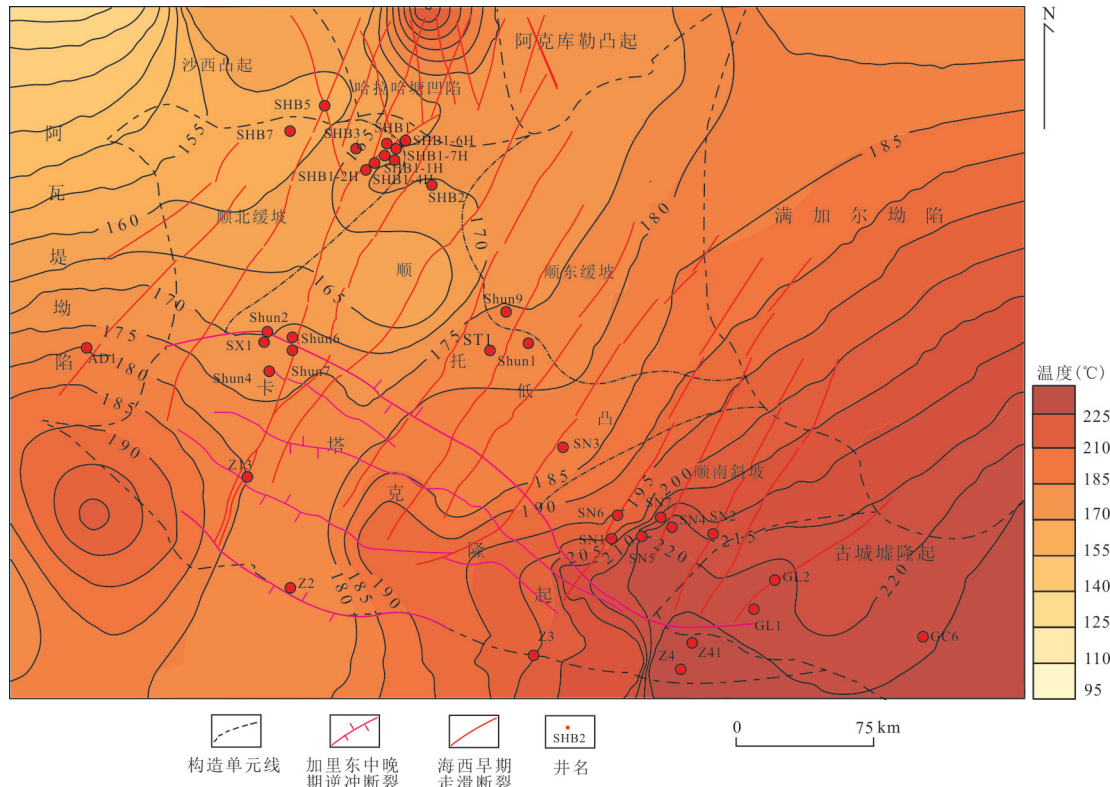


图 19 顺托果勒地区 8 000 m 统一深度现今地层温度分布

Fig. 19 The formation temperature at present at the depth of 8 000 m in Shuntuoguo area

(2) 顺北地区奥陶系天然气为湿气, 天然气碳同位素呈现正碳同位素分布序列, 甲烷碳同位素偏轻, 天然气主要为干酪根裂解气。

(3) 顺北地区奥陶系原油中(4-+3-)MD 含量为 9.25~36.44  $\mu\text{g/g}$ , 顺北地区奥陶系油气藏裂解程度较低, 仅为 0%~23% 左右, 未发生明显裂解作用。奥陶系原油可检测出完整的低聚硫代金刚烷系列, 含量仅为 0.76~18.88  $\mu\text{g/g}$ , 油气藏未发生明显的 TSR 作用。顺北地区油气藏未受到气侵作用。

(4) 顺托果勒地区地温梯度低, 地温呈现从西北向东南增加的趋势, 顺北地区现今 8 000 m 地层温度仅在 160~170  $^{\circ}\text{C}$ , 地质历史时期最高温度未超过 170  $^{\circ}\text{C}$ 。长期的低地温背景加之原油裂解作用、TSR 作用和气侵作用程度较低, 是顺北深层奥陶系得以保存挥发油相的关键。

## References

- Cai, C. F., Amrani, A., Worden, R. H., et al., 2016. Sulfur Isotopic Compositions of Individual Organosulfur Compounds and Their Genetic Links in the Lower Paleozoic Petroleum Pools of the Tarim Basin, NW China. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 182: 88–108. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2016.02.036>
- Chakhmakhchev, A., Suzuki, M., Takayama, K., 1997. Distribution of Alkylated Dibenzothiophenes in Petroleum as a Tool for Maturity Assessments. *Organic Geochemistry*, 26(7/8): 483–489. [https://doi.org/10.1016/s0146-6380\(97\)00022-3](https://doi.org/10.1016/s0146-6380(97)00022-3)
- Connan, J., Cassou, A. M., 1980. Properties of Gases and Petroleum Liquids Derived from Terrestrial Kerogen at Various Maturation Levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1): 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Dahl, J. E., Moldowan, J. M., Peters, K. E., et al., 1999. Diamondoid Hydrocarbons as Indicators of Natural Oil Cracking. *Nature*, 399(6731): 54–57. <https://doi.org/10.1038/19953>
- 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).
- Hughes, W. B., Holba, A. G., Dzou, L. I. P., 1995. The Ratios of Dibenzothiophene to Phenanthrene and Pristane to Phytane as Indicators of Depositional Environ-

- ment and Lithology of Petroleum Source Rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17): 3581—3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-o](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-o).
- Jiang, N. H., Zhu, G. Y., Zhang, S. C., et al., 2007. Detection of 2-Thiaadamantanes in the Oils from Well TZ83 in Tarim Basin and Its Geological Implication. *Chinese Science Bulletin*, 52(24): 2871—2875 (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).
- Kvalheim, O. M., Christy, A. A., Telnæs, N., et al., 1987. Maturity Determination of Organic Matter in Coals Using the Methylphenanthrene Distribution. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 51(7): 1883—1888. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90179-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90179-7)
- Li, J., Li, Z.S., Wang, X.B., et al., 2017. New Indexes and Charts for Genesis Identification of Multiple Natural Gases. *Petroleum Exploration & Development*, 44(4): 503—512 (in Chinese with English abstract).
- Li, P.J., Chen, H.H., Tang, D.Q., et al., 2017. Coupling Relationship between NE Strike-Slip Faults and Hypogenic Karstification in Middle-Lower Ordovician of Shunnan Area, Tarim Basin, Northwest China. *Earth Science*, 42(1): 93—104 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. M., Amrani, A., Pang, X. Q., et al., 2015. Origin and Quantitative Source Assessment of Deep Oils in the Tazhong Uplift, Tarim Basin. *Organic Geochemistry*, 78: 1—22. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2014.10.004>
- Li, Y., Xiong, Y. Q., Liang, Q. Y., et al., 2018. The Application of Diamondoid Indices in the Tarim Oils. *AAPG Bulletin*, 102(2): 267—291. <https://doi.org/10.1306/0424171518217073>
- Liu, Q. Y., Wu, X. Q., Wang, X. F., et al., 2019. Carbon and Hydrogen Isotopes of Methane, Ethane, and Propane: A Review of Genetic Identification of Natural Gas. *Earth-Science Reviews*, 190: 247—272. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.11.017>
- Ma, A. L., 2016. Kinetics of Oil-Cracking for Different Types of Marine Oils from Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 1(1): 35—43. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2016.03.001>
- Ma, A.L., Jin, Z.J., Wang, Y., 2006. Problems of Oil-Source Correlation for Marine Reservoirs in Paleozoic Craton Area in Tarim Basin and Future Direction of Research. *Oil & Gas Geology*, 27(3): 356—362 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A. L., Jin, Z. J., Zhu, C. S., 2018a. Detection and Research Significance of Thiadiamondoids from Crude oil in Well Shunnan 1, Tarim Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 38(1):42—53 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A. L., Jin, Z. J., Zhu, C. S., et al., 2018b. Effect of TSR on the Crude Oil in Ordovician Reservoirs of Well Luosi 2 from Magaiti Slope, Tarim Basin: Evidences from Molecular Markers. *Oil & Gas Geology*, 39(4): 730—737 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A.L., Jin, Z.J., Zhu, C.S., et al., 2009. Quantitative Analysis on Absolute Concentration of Diamondoids in Oils from Tahe Oilfield. *Acta Petrolei Sinica*, 30(2): 214—218 (in Chinese with English abstract).
- Ma, A. L., Jin, Z. J., Zhu, C. S., et al., 2017. Cracking and Thermal Maturity of Ordovician Oils from Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2(4): 239—252. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2017.12.001>
- Ma, A. L., Jin, Z. J., Zhu, C. S., et al., 2018. Detection and Significance of Higher Thiadiamondoids and Diamondoidthiols in Oil from the Zhongshen 1C Well of the Tarim Basin, NW China. *Science China Earth Sciences*, 61(10): 1440—1450. <https://doi.org/10.1007/s11430-017-9244-7>
- Pepper, A. S., Dodd, T. A., 1995. Simple Kinetic Models of Petroleum Formation. Part II: Oil-Gas Cracking. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3): 321—340. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98382-f](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98382-f)
- Peters, K. E., Walters, C. C., Moldowan, J. M., 2005. The Biomarker Guide. Volume 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Cambridge University Press, Cambridge.
- 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)
- Quigley, T. M., MacKenzie, A. S., 1988. The Temperatures of Oil and Gas Formation in the Sub-surface. *Nature*, 333(6173): 549—552. <https://doi.org/10.1038/333549a0>
- Radke, M., Welte, D. H., Willsch, H., 1982. Geochemical Study on a Well in the Western Canada Basin: Relation of the Aromatic Distribution Pattern to Maturity of Organic Matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(1): 1—10. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90285-x](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-x)
- Schoell, M., Carlson, R. M. K., 1999. Diamondoids and Oil

- are not Forever. *Nature*, 399(6731): 15–16. <https://doi.org/10.1038/19847>
- Tian, H., Wang, Z. M., Xiao, Z. Y., et al., 2006. Oil Cracking to Gases: Kinetic Modeling and Geological Significance. *Chinese Science Bulletin*, 51(22): 2763–2770. <https://doi.org/10.1007/s11434-006-2188-8>
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer, Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Wang, Q.R., Chen, H.H., Zhao, Y.T., et al., 2018. Differences of Hydrocarbon Accumulation Periods in Silurian of Tazhong Northern Slope, Tarim Basin. *Earth Science*, 43(2): 577–593 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.026>
- Waples, D. W., 2000. The Kinetics of In-Reservoir Oil Destruction and Gas Formation: Constraints from Experimental and Empirical Data, and from Thermodynamics. *Organic Geochemistry*, 31(6): 553–575. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00023-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00023-1)
- Wei, Z. B., Moldowan, J. M., Fago, F., et al., 2007a. Origins of Thiadimondoids and Diamondoidthiols in Petroleum. *Energy & Fuels*, 21(6): 3431–3436. <https://doi.org/10.1021/ef7003333>
- Wei, Z. B., Moldowan, J. M., Zhang, S. C., et al., 2007b. Diamondoid Hydrocarbons as a Molecular Proxy for Thermal Maturity and Oil Cracking: Geochemical Models from Hydrous Pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 38(2): 227–249. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2006.09.011>
- Zhang, S. C., Huang, H. P., 2005. Geochemistry of Palaeozoic Marine Petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil Family Classification. *Organic Geochemistry*, 36(8): 1204–1214. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2005.01.013>
- Zhang, S. C., Su, J., Wang, X. M., et al., 2011. Geochemistry of Palaeozoic Marine Petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 3. Thermal Cracking of Liquid Hydrocarbons and Gas Washing as the Major Mechanisms for Deep Gas Condensate Accumulations. *Organic Geochemistry*, 42(11): 1394–1410. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.08.013>
- Zhao, X. Z., Jin, F. M., Wang, Q., et al., 2011. Niudong 1 Ultra-Deep and Ultra-High Temperature Subtle Buried Hill Field in Bohai Bay Basin: Discovery and Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 32(6): 915–926 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G. Y., Milkov, A. V., Chen, F. R., et al., 2018a. Non-Cracked Oil in Ultra-Deep High-Temperature Reservoirs in the Tarim Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 252–262. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.07.019>
- Zhu, G. Y., Zhang, Y., Zhang, Z. Y., et al., 2018b. High Abundance of Alkylated Diamondoids, Thiadimondoids and Thioaromatics in Recently Discovered Sulfur-Rich LS2 Condensate in the Tarim Basin. *Organic Geochemistry*, 123: 136–143. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.07.003>
- Zhu, G. Y., Wang, H. T., Weng, N., 2016. TSR-Altered Oil with High-Abundance Thiadamantanes of a Deep-buried Cambrian Gas Condensate Reservoir in Tarim Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 69: 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.10.007>
- Zhu, G. Y., Zhang, S. C., Su, J., et al., 2012. The Occurrence of Ultra-Deep Heavy Oils in the Tabei Uplift of the Tarim Basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 52: 88–102. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.08.012>

#### 附中文参考文献

- 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.
- 姜乃煌, 朱光有, 张水昌, 等, 2007. 塔里木盆地塔中 83 井原油中检测出 2-硫代金刚烷及其地质意义. 科学通报, 52(24): 2871–2875.
- 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.
- 李剑, 李志生, 王晓波, 等, 2017. 多元天然气成因判识新指标及图版. 石油勘探与开发, 44(4): 503–512.
- 李培军, 陈红汉, 唐大卿, 等., 2017. 塔里木盆地顺南地区中一下奥陶统 NE 向走滑断裂及其与深成岩溶作用的耦合关系. 地球科学, 42(1): 93–104.
- 马安来, 金之钧, 王毅, 2006. 塔里木盆地台盆区海相油源对比存在的问题及进一步工作方向, 石油与天然气地质, 27(3): 356–362.
- 马安来, 金之钧, 朱翠山, 等, 2009. 塔河油田原油中金刚烷化合物绝对定量分析. 石油学报, 30(2): 214–218.
- 马安来, 金之钧, 朱翠山, 2018a. 塔里木盆地顺南 1 井原油硫代金刚烷系列的检出及意义. 石油学报, 39(1): 42–53.
- 马安来, 金之钧, 朱翠山, 等, 2018b. 塔里木盆地麦盖提斜坡罗斯 2 井奥陶系油气藏的 TSR 作用: 来自分子标志物的证据. 石油与天然气地质, 39(4): 730–737.
- 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.
- 田辉, 王招明, 肖中尧, 等., 2006. 原油裂解成气动力学模



拟及其意义. 科学通报, 51(15): 1821—1827. 赵贤正, 金凤鸣, 王权, 等, 2011. 渤海湾盆地牛东超深潜山  
 王倩茹, 陈红汉, 赵玉涛, 等, 2018. 塔中北坡顺托果勒地区 高温油气藏的发现及其意义. 石油学报, 32(6):  
 志留系油气成藏期差异性分析. 地球科学, 43(2): 915—926.  
 577—593.

\*\*\*\*\*

### 《地球科学》

2020年6月 第45卷 第6期 要目预告

扬子克拉通古元古代冷俯冲低温—高压榴辉岩相变泥质岩的发现及其大地构造意义·····韩庆森等  
 气温、降水量和人类活动对长江流域植被 NDVI 的影响研究·····崔利芳等  
 洞庭湖区湖泊洲滩地表覆盖变化·····余姝辰等  
 近 400 多年下荆江河段古河道演变过程及特征·····贺秋华等  
 长江上游沱江流域地表水环境质量时空变化特征·····许 静等  
 雄安新区地热水化学特征及其指示意义·····刘明亮等  
 神农架大九湖不同生境表土磷脂脂肪酸揭示的微生物群落结构差异·····赵美玲等  
 砂岩(砂)的岩相分析和分类标准·····何 杰等  
 基于 DEM 和高分辨率遥感影像的“膨胀—融合”式地表沟壑提取·····李文凯等  
 基于多源卫星测高数据的洞庭湖流域 2003~2017 年湖泊水位变化监测·····黎 鹏等  
 CMIP5 模式对长江和黄河流域极端气温指标的模拟与预估·····李佳瑞等  
 基于集成学习与径向基神经网络耦合模型的三峡库区滑坡易发性评价·····周 超等