

文章编号: 1000-0550(2014)02-0376-09

# 南堡凹陷潜山原油特征与成因探讨<sup>①</sup>

李素梅<sup>1,2</sup> 董月霞<sup>3</sup> 王政军<sup>3</sup> 徐满<sup>1,2</sup> 孟祥兵<sup>1,2</sup> 张鹏<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油大学资源与探测国家重点实验室 北京 102249;

2. 中国石油大学地球科学院 北京 102249;

3. 中国石油冀东油田公司勘探开发研究院 河北唐山 063004)

**摘要** 南堡凹陷滩海区深部古生界已相继发现数口高产工业油气流井,其性质不同于上伏第三系原油。采用地质地球化学方法相结合途径,对油气特征与成因进行了剖析。已发现潜山原油主要为高蜡油、其次为凝析油。GC、GC/MS分析表明,潜山原油中链烷烃组分含量较高、甾萜类生标含量较低且异构化程度较高;富含重排甾烷、重排藿烷与18a(H)-新降藿烷(Ts)与C<sub>29</sub>Ts;部分生标如升藿烷系列有明显热裂解现象,指示潜山原油较高的成熟度。油-油、油-岩对比表明,潜山原油与沙二+三段烃源岩有成因联系。供烃方式主要包含近距离一烃源岩直接披覆于潜山及源一储通过断层对接供烃、远距离一断层和风化壳运移输导两种。南堡凹陷潜山高蜡油的形成主要与烃源岩主要为II<sub>2</sub>-III型有机质类型有利于提供蜡质烃以及深部奥陶系油气藏极可能遭受气洗有关。气洗迹象包括低分子量链烷烃被切割、萘系列相对丰度低于菲系列,出现“倒转”等反常现象。南堡凹陷潜山油气特征与成因研究有助于揭示该区深部油气藏的形成机制及开展深部油气资源评价。

**关键词** 南堡凹陷 深部油气藏 高蜡油 气洗 成因机制

**第一作者简介** 李素梅 女 1968年出生 博士 教授 油气地质地球化学 E-mail: smli8888@aliyun.com

**中图分类号** P618.130.1 **文献标识码** A

渤海湾盆地深层一般指大于3 500 m的深度范围<sup>[1]</sup>。南堡凹陷近年深部油气勘探取得了重大突破,自2004年于老堡南1井奥陶系钻遇高产工业油气流以来,近年在下古生界累计已获十多口工业油气流井,主要分布于南堡油田2—3号构造带。深部油气性质有别于中浅层第三系,前者主要为高蜡油、少数为凝析油气,后者以正常黑油为主<sup>[2-4]</sup>。南堡凹陷以往发现油气主要分布在第三系的馆陶、明化镇、东营组、沙河街组一段,普遍认为主要是中浅层成因<sup>[2]</sup>,近期有人提出其中混有一定量的深部来源油气<sup>[3]</sup>。南堡凹陷深层特别是深部潜山油气(埋深一般为4 000~5 000 m)成因与成藏方面的基础研究薄弱,以往主要对南堡2号构造带相对早期发现的老堡南1井奥陶系油气的特征与成因进行过初步研究<sup>[5-7]</sup>,有人认为其主要源自沙一段烃源岩<sup>[5]</sup>,另有人认为来自沙三段<sup>[6,7]</sup>。南堡凹陷深部潜山大油气田的发现预示该凹陷深层巨大的油气勘探潜力,南堡凹陷深部油气特征与形成机制及其与上部含油气系统的差异

有待揭示、南堡凹陷深层油气资源潜力有待评价。

## 1 地质概况

渤海湾盆地南堡凹陷是发育在古生界、中生界基底之上的典型中生代箕状断陷凹陷,具有北断南超的特征<sup>[8]</sup>。南堡凹陷内自上而下发育有明化镇组、馆陶组、东营组、沙河街组、白垩系、侏罗系、石炭系—二叠系、奥陶系及寒武系等地层,盆地基底为太古界花岗岩。该凹陷陆地面积660 km<sup>2</sup>、滩海面积1 000 km<sup>2</sup>,发育多个生油洼陷,包括拾场次洼、林雀次洼、柳南次洼和曹妃甸次洼(图1)。南堡油田发育南堡1、2、3、4、5号五个潜山构造,顶面埋深浅于5 000 m的面积为42.1 km<sup>2</sup>,第三系直接覆盖的面积108 km<sup>2</sup>。其中南堡1、2、5号潜山为寒武系—奥陶系潜山、南堡3号潜山为寒武系潜山(图1)。目前深部油气主要发现于寒武系和奥陶系,集中于南堡2—3号构造带,埋深一般超过4 000 m。南堡凹陷发育多套烃源岩,包括东三段、沙一段、沙二+三段。

<sup>①</sup>国家油气重大专项(编号:2011ZX05006-006-02-006)资助  
收稿日期:2012-10-31;收修稿日期:2012-12-24

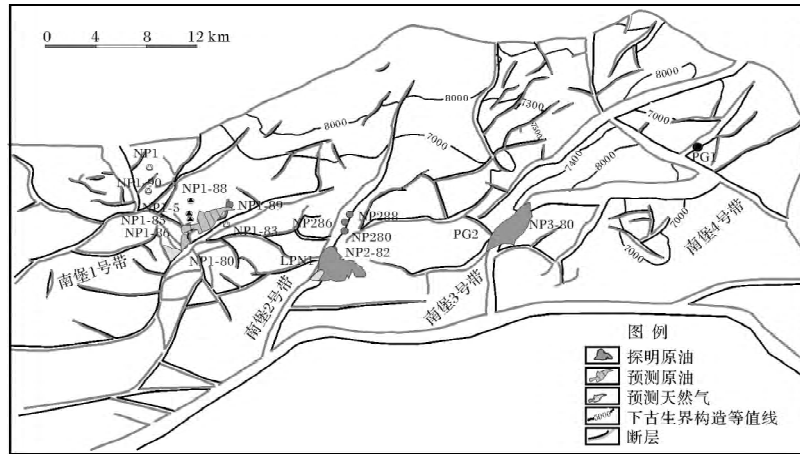


图 1 南堡凹陷下古生界潜山油气及构造单元分布

Fig.1 Location of Ordovician oils and tectonic units in the Nanpu depression

表 1 南堡凹陷部分深部原油物性统计

Table 1 Physical properties of partial deep crude oils in the Nanpu depression

井号	层位	井段/m	密度, 20℃/(g/cm <sup>3</sup> )	黏度, 50℃/(mPa·s)	凝固点/℃	含蜡量/%	含硫量/%
NP283	O	3 843.5~4 025.0	0.843 1	6.41	40	19.16	0.08
NP23-P2013	O	5 074.0~5 358.0	0.837 9	8.08	37	20.86	0.09
NP23-P2008	O	4 656.2~4 920.0	0.842 6	6.06	39	23.54	0.06
NP23-P2006	O	5 159.0~5 268.0	0.839 3	13.41	29	24.81	0.20
NP23-P2004	O	5 083.0~5 312.0	0.835 6	8.72	29	24.78	0.10
NP23-P2002	O	4 875.0~5 150.0	0.839 4	7.25	40	24.65	0.07
NP23-P2001	O	5 057.0~5 222.0	0.837 7	9.06	41	30.92	0.07
NP1-89	O	4 770.7~4 953.0	0.834 7	4.78	33	16.82	0.20
LPN1	O	4 035.2~4 215.1	0.835 7	7.43	39	25.07	0.02
PG2*	ε	5 165.2~5 185.2	0.790 8	—	—	—	—

\* : 淡黄色轻质稀油。

## 2 样品与实验

采集南堡油田下古生界奥陶系、寒武系原油 11 个、第三系原油 16 个、第三系烃源岩 18 个, 进行全油定量色谱、饱和烃和芳烃定量色谱—质谱分析; 另有 46 个原油(主要为第三系)、54 个烃源岩样品用于对比研究<sup>[2,3]</sup>。选用标样包括  $nC_{24}$ 、 $D_{50}$ 、 $D_4$ 、 $C_{27}$  胆甾烷、 $D_{10}$ -蒎。GC、GC-MS 实验条件与化合物定量方法参见 Jiang *et al.*(2001)、Li *et al.*(2003)<sup>[9,10]</sup>。

## 3 结果与讨论

### 3.1 原油物性与族组成

南堡凹陷奥陶系原油在地面多数呈黄褐色、墨绿色等深色的半凝固固体, 仅堡古 2 井寒武系地层产出淡黄色轻质凝析油。奥陶系原油的显著特征是高蜡(16.82%~30.92%, 均值 23.4%)、低硫(0.02%~0.20%)、高凝固点(29%~40%)、低原油密度(0.834 7~0.843 1 g/cm<sup>3</sup>)和黏度(4.78~13.41 mPa·s)(表

1)。深部原油较低的密度、黏度指示较高的成熟度; 低硫、高蜡为陆相油的典型特征。南堡凹陷深部原油的含蜡量高于第三系中浅层原油(一般低于 20%)。现有研究表明, 高蜡油的形成有多种机制, 受控于多种因素, 包括先质体、油藏保存温度、气侵/蒸发分馏、原油成熟度、运移分馏等<sup>[11-14]</sup>(后文讨论)。

与原油物性特征相似, 对 12 个奥陶系原油的分析表明, 原油中饱和烃(72%~90.3%)占绝对优势, 其次为芳烃(6.4%~20.2%), 非烃(0.5%~6.5%)与沥青质(0.7%~9.2%)的含量相对较低, 具有高饱/芳比(3.6%~14.2%)、低非/沥比(0.1%~5%)特征。堡古 2 井寒武系原油的饱和烃含量高达 96.1%, 高于奥陶系。原油族组成特征与其较高的成熟度一致。

### 3.2 原油饱和烃组成与分布特征

饱和烃馏分总离子流图(图 2)显示, 奥陶系原油具有较宽的链烷烃分布范围( $nC_{11}$ ~ $nC_{37}$ ), 多数双峰特征不明显, 以后峰为主, 主峰碳数多为  $nC_{23}$ , 前峰有

被“削截”/“切割”迹象,个别为双峰如 NP23-P2010。寒武系原油链烷烃呈“半纺锤型”,轻质组分含量较高且随碳数增加近呈线性降低(图 2),反映深部不同层系油气性质有异。与深部原油截然不同是,浅层第三系原油链烷烃为明显的“双峰”型,前后主峰分别为  $nC_{14} \sim nC_{15}$ 、 $nC_{21} \sim nC_{23}$ (图 2)。正构烷烃“双峰”指示高等植物、低等微生物双重输入。原油正构烷烃没有奇偶优势,CPI/OEP 值分别为 1.06~1.14、0.93~1.07,接近平衡值 1(表 2)。奥陶系原油正构烷烃轻、重质组分比值多数不高,  $nC_{21}^-/nC_{22}^+$  值一般为 0.75~2.32(均值约 1.05,仅个别(NP280)偏高),远低于堡古 2 井寒武系原油,其  $nC_{21}^-/nC_{22}^+$  高达 4.8(表 2)。值得注意的是,成熟度相对较高的奥陶系原油的  $nC_{21}^-/nC_{22}^+$  值低于成熟度相对较低的第三系原油

(均值 1.53)。该现象可能与气侵/蒸发分馏效应有关。通常情况下,链烷烃轻/重比值随成熟度增加而增加、链烷烃主峰随成熟度增加前移<sup>[15]</sup>。深部原油具有较高的 Pr/Ph 值(1.28~1.77)(表 2),指示母源岩弱氧化—弱还原性原始沉积环境;原油 Pr/ $nC_{17}$ 、Ph/ $nC_{18}$  值相对较低(表 2),其大小除与沉积环境有关外也受成熟度影响<sup>[15]</sup>。

潜山深部原油具有不同于第三系原油的生标特征:甾萜类生标含量较低,奥陶系、寒武系原油中甾萜类生标含量分别为 142~1 165  $\mu\text{g/g}$ 、142  $\mu\text{g/g}$ (表 3),随成熟度增加有降低趋势<sup>[16,17]</sup>;原油中低分子孕甾烷、三环萜烷系列相对丰度较高(图 3),重排甾烷、重排藿烷特别是 18a(H)-三降藿烷(Ts)、 $C_{29}$ Ts 丰度异常偏高(图 3),重排甾烷/规则甾烷、 $C_{30}$ 重排藿烷/

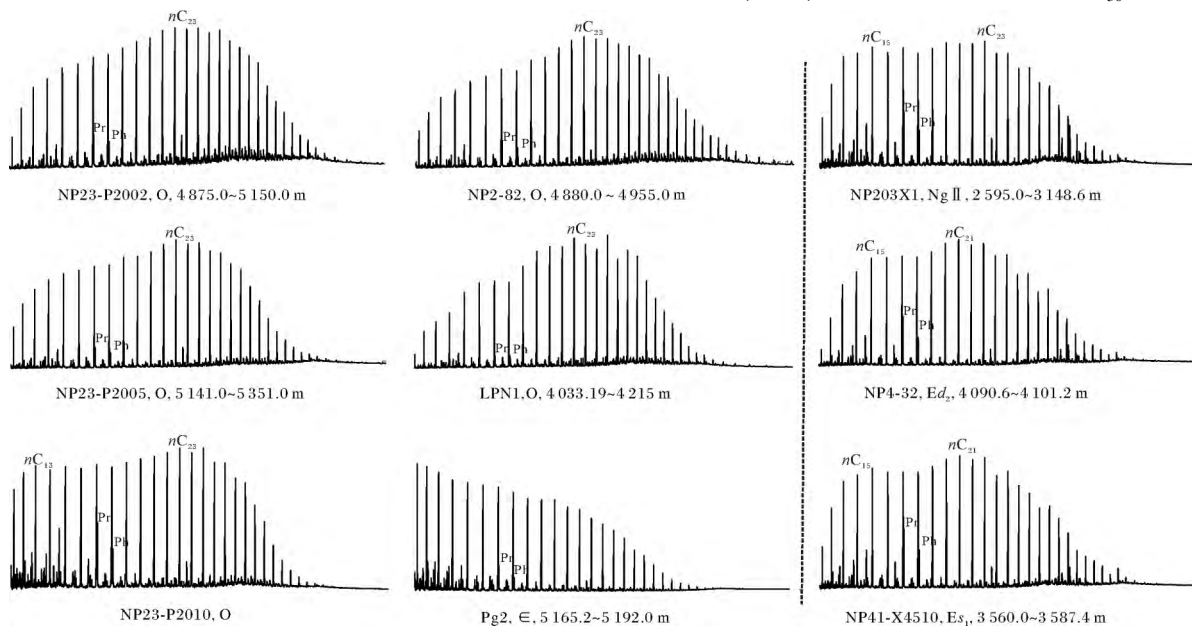


图 2 南堡凹陷部分潜山原油与第三系原油饱和烃总离子流对比图

Fig.2 Total ion chromatograms (TIC) of the saturated hydrocarbons in the oils from deep burial and Tertiary horizons

表 2 南堡凹陷部分潜山原油全油气相色谱参数

Table 2 GC parameters for the whole oils from the Nanpu Depression

井号	层位	井段/m	CPI	OEP	$nC_{21}^-/nC_{22}^+$	$(nC_{21}+nC_{22}) / (nC_{28}+nC_{29})$	Pr/Ph	Pr/ $nC_{17}$	Ph/ $nC_{18}$	主峰碳
NP280	O	4 025.0~4 220.0	1.10	0.93	2.32	1.94	1.43	0.27	0.21	$nC_{14}$
NP23-P2002	O	4 875.0~5 150.0	1.13	1.04	0.72	1.26	1.30	0.21	0.16	$nC_{23}$
NP23-P2004	O	5 083.0~5 312.0	1.12	1.03	1.00	1.27	1.32	0.21	0.16	$nC_{23}$
NP23-P2005	O	5 141.0~5 351.0	1.12	1.03	0.96	1.26	1.37	0.21	0.15	$nC_{23}$
NP23-P2006	O	5 159.0~5 268.0	1.13	1.04	0.87	1.26	1.41	0.22	0.15	$nC_{23}$
NP23-P2009	O	5 182.7~5 452.0	1.12	1.04	0.97	1.24	1.38	0.21	0.15	$nC_{23}$
NP23-P2013	O	5 074.0~5 358.0	1.12	1.03	1.07	1.30	1.43	0.23	0.16	$nC_{23}$
NP2-82	O	4 880.0~4 955.0	1.07	1.07	0.75	1.13	1.28	0.23	0.18	$nC_{25}$
LPN1	O	4 033.19~4 215.0	1.06	1.04	0.75	1.19	1.42	0.23	0.16	$nC_{23}$
PG2	ε	5 165.2~5 192.0	1.14	1.01	4.8	3.34	1.77	0.17	0.10	$nC_7$

C<sub>30</sub> 藿烷值分别为 0.37~0.58、0.36~1.02(表 3); 升藿烷系列有明显的裂解现象(图 3)。以上生标特征指示原油较高的成熟度, 这从饱和烃、芳烃成熟度参数即可体现(图 4), 原油 C<sub>29</sub> 甾烷 ααα20S/(S+R)、C<sub>29</sub> 甾烷 αββ/(ααα+αββ) 值分布范围分别为 0.57~0.65、0.53~0.55(表 3), 已达到/接近平衡值<sup>[15]</sup>; Ts/(Ts+Tm)、C<sub>29</sub>Ts/C<sub>30</sub> 藿烷值分别高达 0.83~0.89、0.4~1.04(表 3)。原油中伽马蜡烷含量相对较低(图 3), 伽马蜡烷/C<sub>30</sub> 藿烷值为 0.14~0.18(表 3), 反映母源岩形成于湖相淡水和/或非水体盐度分层的原始沉积环境, 这与原油较高的 Pr/Ph 值相吻合。多数深部原油规则甾烷呈“V”字型(图 3), 与第三系原油相似, 反映两者该类生标的生物先质体相同/相近。观

察到寒武系与奥陶系原油诸多不同的特征: 奥陶系原油 C<sub>27</sub>/C<sub>29</sub> 规则甾烷值(0.81~0.98) 低于寒武系(1.58); 甾烷/藿烷值也偏低, 前者分布范围为 0.57~0.84, 后者为 2.05, 推测这与两层系成熟度差异有关。不同类型生物标志物组分有不同的热稳定性, C<sub>29</sub>-甾烷的稳定性可能低于 C<sub>27</sub>-甾烷, 优先裂解(图 3); 藿烷系列化合物热稳定性通常低于甾烷(实际观察时常见)。

### 3.3 原油芳烃组成与分布特征

南堡凹陷潜山原油中的芳烃化合物主要是萘系列(一般为 21.55%~25.84%, 少数超过 30%)、菲系列(35.81%~46.14%, 一般>40%)、蒽系列(10%±)、联苯和三芴系列, 其它类化合物含量较低(图 5)。深

表 3 南堡凹陷部分原油 GC-MS 生标参数

Table 3 Basic GC-MS parameters of the oils analyzed in Nanpu depression

井号	层位	井段/m	20S	αββ	Ts	C <sub>21-22</sub> / C <sub>27-29</sub> -S	T/P	Dia/ Reg	C <sub>27</sub> / C <sub>29</sub> St	St/ Hop	C <sub>29</sub> Ts/ C <sub>30</sub> H	Dia/ Hop	G/ C <sub>30</sub> H	St+Hop (μg/g)
LPN1	O	4 033.19~4 215.0	0.60	0.54	0.86	0.076	0.39	0.39	0.98	0.84	0.66	0.64	0.17	710
NP280	O	4 025.0~4 220.0	0.62	0.55	0.83	0.055	0.38	0.38	0.81	0.57	0.40	0.36	0.14	1165
NP23-P2002	O	4 875.0~5 150.0	0.60	0.53	0.88	0.059	0.33	0.40	0.86	0.69	0.64	0.66	0.15	1032
NP23-P2004	O	5 083.0~5 312.0	0.60	0.54	0.87	0.063	0.33	0.39	0.91	0.73	0.65	0.66	0.16	919
NP23-P2005	O	5 141.0~5 351.0	0.61	0.54	0.87	0.064	0.33	0.39	0.93	0.72	0.62	0.64	0.14	974
NP23-P2006	O	5 159.0~5 268.0	0.61	0.54	0.88	0.061	0.33	0.37	0.91	0.73	0.65	0.66	0.15	940
NP23-P2009	O	5 182.7~5 452.0	0.60	0.53	0.86	0.061	0.34	0.39	0.92	0.76	0.68	0.70	0.16	897
NP23-P2010	O	5 195.7~5 607.0	0.65	0.54	0.89	0.075	0.64	0.46	0.89	0.79	1.04	1.02	0.17	827
NP23-P2012	O	5 212.0~5 510.0	0.61	0.55	0.85	0.070	0.36	0.40	0.91	0.71	0.63	0.63	0.14	879
NP23-P2013	O	5 074.0~5 358.0	0.57	0.53	0.87	0.062	0.32	0.37	0.90	0.71	0.61	0.60	0.15	854
NP2-82	O	4 880.0~4 955.0	0.62	0.55	0.86	0.067	0.35	0.38	0.88	0.78	0.66	0.67	0.16	768
PG2	ε	5 165.2~5 192.0	0.62	0.53	0.86	0.113	0.74	0.58	1.58	2.05	0.92	0.97	0.18	142

注: 20S: C<sub>29</sub> 甾烷 ααα20S/(S+R); αββ: C<sub>29</sub> 甾烷 αββ/(ααα+αββ); Ts: 18α(H)-/[18α(H)+17α(H)]-三降藿烷(Ts/(Ts+Tm)); C<sub>21-22</sub>/C<sub>27-29</sub>-S: C<sub>21-22</sub>/C<sub>27-29</sub> 甾烷; T/P: 三环萜烷/五环萜烷; Dia/Reg: 重排甾烷/规则甾烷; C<sub>27</sub>/C<sub>29</sub>St: C<sub>27</sub>/C<sub>29</sub> 甾烷; St/Hop: 甾烷/藿烷; C<sub>29</sub>Ts/C<sub>30</sub>H: 18α(H)-30-降新藿烷(C<sub>29</sub>Ts)/C<sub>30</sub> 藿烷; Dia/Hop: C<sub>30</sub>-重排藿烷/C<sub>30</sub> 藿烷; G/C<sub>30</sub>H: 伽马蜡烷/C<sub>30</sub> 藿烷; St+Hop(μg/g): 甾烷+藿烷丰度(μg/g 油)。

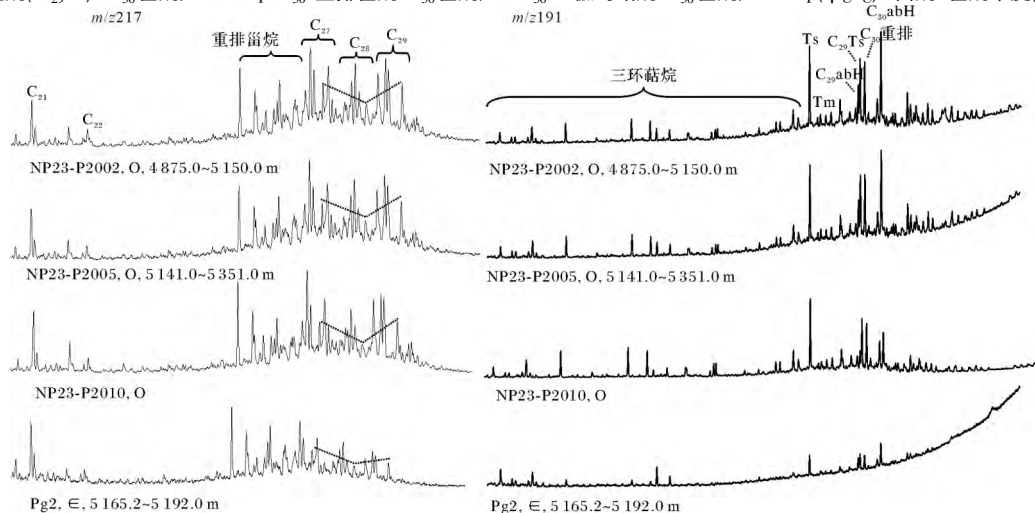


图 3 南堡凹陷部分潜山原油 m/z217、m/z191 质量色谱图

Fig.3 The m/z 217 and m/z191 mass fragmentogram of saturate fractions from partial deep oils

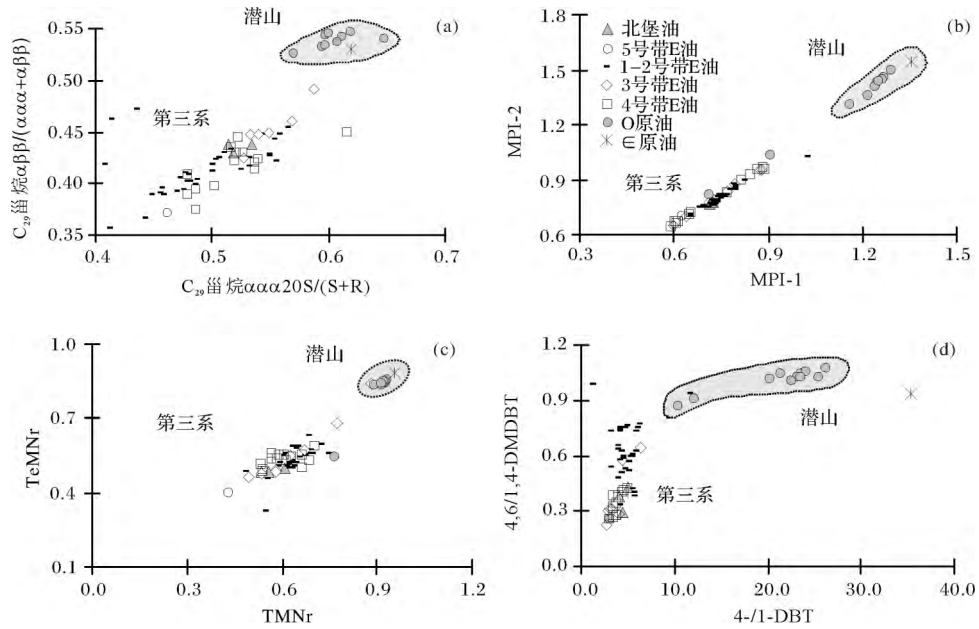


图 4 南堡凹陷深、浅层原油成熟度对比

Fig.4 Maturity correlation of the deep and shallow oils from the Nanpu depression

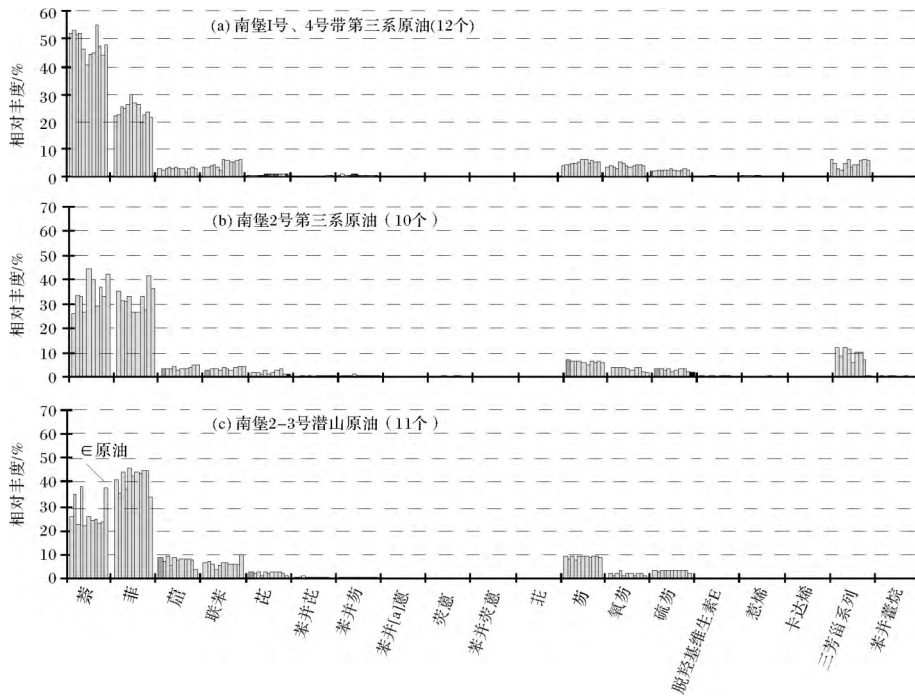


图 5 南堡凹陷原油中的芳烃化合物组成与分布

Fig.5 Composition and relative distribution of the aromatic fraction in partial oils from the Nanpu depression

部高蜡油的显著特征是: 萘系列的丰度低于菲系列、芘系列的含量远高于氧芘和硫芘系列、不发育三芳基系列(图 5c), 与第三系原油有所区别(图 5a, b)。芳烃成熟度参数甲基菲指数 MPI、甲基萘指数 TeMNr ( $1.36, 7 / (1.36, 7 + 1.25, 6 + 1.23, 5)$  四甲基萘) 与 TMNr ( $1.37, 7 / (1.37, 7 + 1.25)$  三甲基萘)、二

苯并噻吩指数  $4.6 / 1.4$ -DMDBT ( $4.6 / 1.4$ -二甲基二苯并噻吩)、 $4-/1$ -DBT ( $4-/1$ -二苯并噻吩) 指示潜山原油成熟度远高于第三系原油(图 4b, c, d)。依据甲基菲指数折算的镜质体反射率<sup>[18]</sup>的计算结果, 深部原油的折算镜质体反射率  $R_c$  值分布范围为 0.95 ~ 1.21, 高于第三系原油(一般 < 0.9), 反映深部潜山油

气母源岩成熟度较高。南堡凹陷第三系原油中三芴系列的相对丰度分布特征是芴>氧芴>硫芴系列,而潜山原油是芴>硫芴>氧芴且芴系列占绝对优势(图 5)。三芴系列相对分布通常用于反映母源岩沉积环境<sup>[19]</sup>。南堡凹陷深、浅层原油中三芴系列相对分布的差异暗示成熟度对三芴系列相对分布可能有明显控制作用。

### 3.4 深部油气来源

南堡凹陷发育多套烃源岩,包括东三段、沙一段、沙二+三段,其中,沙二+三段烃源岩分布范围大、有机质丰度高、类型好<sup>[7, 20-23]</sup>,为成熟—高成熟烃源岩。以 PG2 井为例 4 547~5 106 m 井段( $E_{s_{2+3}}$ )分析的烃源岩有机碳含量分布范围为 1.82%~2.42%(>1.0%)、氯仿沥青 A 含量为 0.12%~0.36%(>0.1%、产烃潜量多数大于 2 mg/g·TOC; NP288、NP2-82 井沙二+三段优质烃源岩也较发育,有机碳含量分别高达 2.9%、2.4%,总烃高达 851 ppm、2 082 ppm。按照陆相烃源岩有机质丰度评价标准,以上沙二+三段烃源岩属于好—较好烃源岩范畴。如果将这部分烃源岩的生烃潜力进行恢复,其生烃潜能应比当前的测定值高,目前所测为剩余生烃潜能。沙二+三段烃源岩目前埋藏较深,一般在 4 000 m 以下。南堡凹陷潜山已发现油气埋深 4 000~5 600 m(表 1),其主要来自深部地层,上覆的沙二+三段是深部潜山重要的烃源岩<sup>[3, 7]</sup>。

芳烃成熟度参数 MPI-1、TMNr、4,6/1,4-DMDBT 都指示,潜山原油与沙二+三段烃源岩聚类(图 6b, c, d)。饱和烃成熟度参数  $C_{29}$  甾烷  $\alpha\alpha\alpha 20S/(S+R)$ 、 $C_{29}$  甾烷  $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 、 $Ts/(Ts+Tm)$  值指示沙二+三段烃源岩成熟度值相对集中,随埋深的变化关系

不及东三段—沙一段明显(图 6a),似乎表现出了一种对热的迟滞效应。潜山原油的  $C_{29}$  甾烷  $\alpha\alpha\alpha 20S/(S+R)$ 、 $C_{29}$  甾烷  $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 、 $Ts/(Ts+Tm)$  值稍高于本次分析的沙二+三段烃源岩(图 6a),可能指示运移分馏效应和/或原油来自更深层源岩,同时反映不同成熟度指标的演化过程、不同层系烃源岩间有所差异。依据甲基菲指数折算镜质体反射率  $R_c$ ,本次研究分析的东三段~沙一段烃源岩样品的  $R_c$  值一般小于 0.8%、沙二+三段样品一般分布于 0.75%~1.1%、潜山原油  $R_c$  值为 0.83%~1.2%,潜山原油成熟度与沙二+三段烃源岩相近,反映两者有良好的成因联系。油源对比表明,LPN1 井等奥陶系原油主要来自沙二+三段烃源岩<sup>[3, 7]</sup>。鉴于目前发现的潜山油气资源还比较有限,且主要局限于深部,不排除相对浅埋的潜山有多套源岩的供烃,如位于南堡凹陷斜坡带的曹妃殿地区的 CFD2-1-1 井油气性质不同于深部。

南堡凹陷奥陶系(1—2 号构造带)、寒武系(3 号带)潜山直接与沙二+三段烃源岩接触,生烃演化史分析表明,1、2、3 号构造带本地烃源岩处于成熟—较高成熟演化阶段( $R_o$  分别为 -0.7%(最大值 0.7%)、-1.0%(最大值 1.0%)、1.3%~2.0%),烃源岩所生油气可以直接下排或通过断面的源储对接侧向供烃,特别地,通源断层和潜山风化壳可为深部烃源岩所生油气的侧向运移供烃提供通道。故南堡潜山油气即有本地源也有异地源且后者可能占有较高的比例(对比表明,较之于本地烃源岩,潜山原油成熟度并不低)。油—油对比显示(图 4),南堡凹陷潜山原油成熟度明显高于绝大多数中浅层,反映母源岩及其成熟度的差异。以往分析表明,中浅层原油可来自东三—沙一段、不少原油混有沙二+三段烃源岩的成烃贡

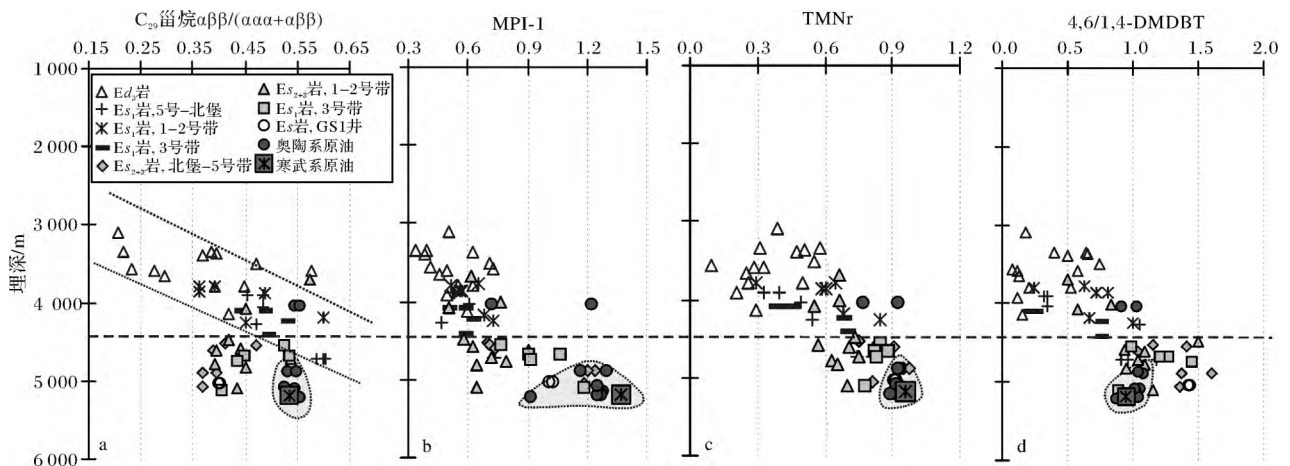


图 6 南堡凹陷潜山原油与第三系烃源岩成熟度对比

Fig.6 Maturity correlation for the analyzed oils and the source rocks from the Nanpu depression

献<sup>[3]</sup>。该区中浅层与深层原油显著的非连续性的成熟度分布特征可能暗示相当部分油气成熟度介于中浅层和深部潜山之间的油气尚未被发现,南堡凹陷沙一到沙三段可能存在较大的致密油气勘探前景。

### 3.5 深部高蜡油成因

上文分析表明,南堡凹陷潜山原油含蜡量较高,属于高蜡油(>2%)划分范围,其中, NP23-P2001井奥陶系原油高达30.92%(表1),一般高于同区上述第三系原油。渤海湾盆地其它油田潜山也报道过高蜡油,如东营凹陷南斜坡王古1井(含蜡量40.84%)<sup>[24]</sup>、黄骅坳陷千米桥奥陶系古潜山凝析油(含蜡量15.91%~34.08%)<sup>[25]</sup>。现有研究表明,有多种高蜡油的形成机制:与特定的生源有关,陆源高等植物的表皮和孢粉类是提供蜡的重要生源母质、某些低等水生生物也被报道可生成高蜡油<sup>[26]</sup>;与次生作用有关,如微生物改造有机质<sup>[12]</sup>、运移分馏<sup>[27]</sup>、气侵/气洗等,塔里木轮南地区部分海相高蜡油被认为与气侵/气洗有关<sup>[28]</sup>。南堡凹陷沙三段以II<sub>2</sub>型和III型为主,仅个别为I型<sup>[20]</sup>;南堡凹陷烃源岩显微组分以镜质组为主,壳质组常见,惰性组及腐泥组为次要组分<sup>[29]</sup>,高等植物是镜质组的重要来源。南堡凹陷潜山、第三系原油(一般为10%~20%)含蜡量普遍偏高,首先取决于该区母源岩特定的生源。然而,南堡凹陷不同类型原油之间含蜡量差异特别是潜山原油高于上伏第三系原油则极可能与次生改造作用有关,因深浅层原油的母源岩形成环境没有本质的变化。

南堡凹陷原油明显有气洗迹象,从饱和烃总离子流图中链烷烃的分布可见,较之于上覆第三系原油,潜山原油中低分子链烷烃如 $nC_{12} \sim nC_{17}$ 相对低分子量化合物丰度明显偏低(图2),正如上文所言,成熟度相对较高的奥陶系原油的 $nC_{21}^- / nC_{22}^+$ 值低于成熟度相对较低的第三系原油,这与轻质组分随成熟度增加而增加的规则不吻合。由于该区“新生古储”的组合特征,该类油气藏一般为原生的古油藏,深部原油中轻质馏分的被“切割”的可能原因之一是“气洗”所致,低分子量烃类化合物易于随天然气“携带”向上运移,导致残留油蜡质烃( $nC_{21}^+$ )增加。潜山原油中相对低分子量萘系列的相对丰度低于菲系列(图5c),应该是类似的原理。南堡凹陷2号构造带奥陶系天然气含量较高,部分井为纯产天然气井,在油气共生的古含油构造带中,深层不断充注的天然气对古油藏的气洗是常见现象。其次,伴随着气洗的油气运移作用、热成熟作用也可能对该区原油含蜡量产生影

响,烃类差异性热裂解,可导致其中某些热稳定性较高的化合物在特定时期相对富集。

深部油气形成后往往经历多种后生/次生改造作用,除了气侵/气洗外,通常还包含热成熟作用、有机-无机相互作用等。从油气组成来看,南堡潜山原油受硫酸盐热化学还原作用的影响相对较小(伴生气中硫化氢含量不高)。该区潜山储层中油气成藏后再熟化的可能性是存在的(4200 m处的温度已近150℃),然而,油藏内熟化可能不是主要的,从烃源岩继承的因素可能更为重要。目前发现的奥陶系原油主要为高蜡油( $nC_{21}^+$ 蜡质烃含量相对较高),反映多数原油所处的温压等条件尚达到导致其大量热裂解成气的阶段(长链烷烃仍大量存在)。分析表明,多个奥陶系潜山原油(LNP1、PG2等)的成熟度高于相同/相近埋深的邻位烃源岩,如LPN1井4035.2~4215.1 m井段原油热成熟度高于相邻的NP288井4582 m处沙三段烃源岩,后者 $C_{29}$ 甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S / (S+R)$ 、 $C_{29}$ 甾烷 $\alpha\beta\beta / (\alpha\alpha\alpha + \alpha\beta\beta)$ 、 $Ts / (Ts+Tm)$ 值分别为0.59、0.44、0.57(未发表数据),而前者分别高达0.60、0.54、0.86(表3),表明LNP1井原油多数是更深层烃源岩在较高成熟阶段的成烃贡献。倘若LPN1井奥陶系原油是成藏后再演化成现今的面貌,其成熟度应小于目前相同/相近埋深的烃源岩,因储层中有机质/油气的热演化速率通常小于烃源岩(充当催化剂的黏土矿物含量较高)。因此,该区相当部分潜山油气是烃源岩已经演化到较高成熟度后的成烃贡献而非成藏后再演化。相关研究有待深化。

## 4 结论

(1) 南堡凹陷古潜山存在两类原油:一类为奥陶系高蜡油;另一类为寒武系轻质凝析油。原油成熟度总体偏高(折算镜质体反射率高达1.2%),部分有热裂解迹象。油-油、油源对比表明,潜山原油主要来自沙三段(或沙二+三段)烃源岩。

(2) 南堡凹陷古潜山存在两种供烃方式:一种是油气短距离运移供烃,包括披覆式的“上生下储”型、断裂导致的源-储“侧向对接”型(形成供油窗);另一种为长距离运移供烃,通源深切大断层和/或潜山风化壳不整合面特别是前者是该区油气较长距离运移的重要方式。油-岩对比结果显示该区潜山原油主要为深部的异地源,已发现潜山油气主要分布于深切断层附近,暗示断层在油气运聚中发挥了重要作用。

(3) 南堡凹陷潜山高蜡油的形成主要受控于两种

因素: 首先是原生母源继承作用 II<sub>2</sub>-III型干酪根具备提供蜡质烃的物质基础; 其次是后生气洗作用, 其可导致油藏中相对高分子量蜡质烃的滞留。该区潜山原油表现出了低分子量正构烷烃被“切割”、萘与菲系列相对丰度高低“倒转”(前低后高)等气洗迹象。

### 参考文献 (References)

- 1 妥进才, 王先彬, 周世新, 等. 深层油气勘探现状与研究进展 [J]. 天然气地球科学, 1999, 10(6): 1-8 [Tuo Jincan, Wang Xianbin, Zhou Shixin, *et al.* Advance in deep hydrocarbons exploration [J]. Natural Gas Geoscience, 1999, 10(6): 1-8]
- 2 梅玲, 张枝焕, 王旭东, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷原油地球化学特征及油源对比 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(6): 40-46 [Mei Ling, Zhang Zhihuan, Wang Xudong, *et al.* Geochemical characteristics of crude oil and oil-source correlation in Nanpu sag, Bohai Bay Basin [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(6): 40-46]
- 3 李素梅, 庞雄奇, 万中华. 南堡凹陷混源油分布与主力烃源岩识别 [J]. 地球科学, 2011, 36(6): 1-9 [Li Sumei, Pang Xiongqi, Wan Zhonghua. Mixed oil distribution and source rock discrimination of the Napu depression, Bohai Bay Basin [J]. Earth Science, 2011, 36(6): 1-9]
- 4 万中华, 李素梅. 渤海湾盆地南堡油田原油特征与油源分析 [J]. 现代地质, 2011, 25(3): 599-607 [Wan Zhonghua, Li Sumei. Characteristics and oil source investigation of the oils in the Nanpu oilfield, Bohai Bay Basin [J]. Geoscience, 2011, 25(3): 599-607]
- 5 李宏义, 姜振学, 董月霞, 等. 冀东油田南堡2号构造古潜山成藏条件及模式 [J]. 断块油气田, 2010, 17(6): 678-681 [Li Hongyi, Jiang Zhenxue, Dong Yuexia, *et al.* Buried-hill reservoir forming conditions and models in Nanpu No.2 structure, Jidong oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(6): 678-681]
- 6 贾齐山, 李胜利, 马乾, 等. 冀东油田南堡凹陷南堡2号构造带烃源岩地球化学特征与油源对比 [J]. 地质力学学报, 2006, 12(4): 469-475 [Jia Qishan, Li Shengli, Ma Qian, *et al.* Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks in the No.2 structural belt of the Nanpu subbasin, eastern Hebei oil field and source rock correlation [J]. Journal of Geomechanics, 2006, 12(4): 469-475]
- 7 赵彦德, 刘洛夫, 张枝焕, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷滩海地区奥陶系原油油源分析 [J]. 现代地质, 2008, 22(2): 264-272 [Zhao Yande, Liu Luofu, Zhang Zhihuan, *et al.* Source analysis of oils from the Ordovician in the shoal zone, Nanpu sag, Bohai Bay Basin [J]. Geoscience, 2008, 22(2): 264-272]
- 8 周海民, 丛良滋. 浅析断陷盆地多幕拉张与油气的关系——以南堡凹陷的多幕裂陷作用为例 [J]. 地球科学, 1999, 24(6): 625-629 [Zhou Haimin, Cong Liangzi. Polyphase extension and its impact of hydrocarbon accumulation in fault basin - case analysis of polyphase rifting in Nanpu depression [J]. Earth Science, 1999, 24(6): 625-629]
- 9 Jiang C Q, Li M W, Osadetz K G, *et al.* Bakken/Madison petroleum systems in the Canadian Williston Basin. Part 2: molecular markers diagnostic of Bakken and Lodgepole source rocks [J]. Organic Geochemistry, 2001, 32(9): 1037-1054
- 10 Li S M, Li M W, Pang X Q, *et al.* Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang South Slope of Bohai Bay Basin part 1: Source rock characterization [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(3): 389-412
- 11 黄海平, 李虹, 马刊创, 等. 大民屯凹陷高蜡油的形成条件 [J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 64-71 [Huang Haiping, Li Hong, Ma Kanchuang, *et al.* Formation condition of high wax oils in Damin-tun sag [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 64-71]
- 12 谢文彦, 姜建群, 张占文, 等. 大民屯凹陷高蜡油成因及分布规律 [J]. 石油学报, 2007, 28(2): 57-60 [Xie Wenyan, Jiang Jianqun, Zhang Zhanwen, *et al.* Origin and distribution of high-waxy oil in Damin-tun sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 57-60]
- 13 李素梅, 庞雄奇, 邱桂强, 等. 东营凹陷南斜坡特高蜡油的成因 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 480-481 [Li Sumei, Pang Xiongqi, Qiu Guiqiang, *et al.* Origin of superhigh wax content oils in southern slope zone of Dongying depression [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(4): 480-481]
- 14 丁勇. 塔河油田奥陶系原油高蜡成因 [J]. 中国西部油气地质, 2005, 1(1): 85-88 [Ding Yong. Origin of high paraffin content of crude oil in the Ordovician of the Tahe oilfield [J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, 1(1): 85-88]
- 15 Peters K E, Moldowan J M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments [M]. New Jersey: Prentice Hall, 1993
- 16 Pang Xiongqi, Li Maowen, Li Sumei, *et al.* Origin of crude oils in the Jinhu depression of North Jiansu-South Yellow Sea Basin, eastern China [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(4): 553-573
- 17 Pang Xiongqi, Li Maowen, Li Sumei, *et al.* Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay Basin. part 2: Evidence for significant contribution of mature source rocks to "immature oils" in the Bamianhe field [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(7): 931-950
- 18 Radke M, Welte D H, Wilsch H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1982, 46(1): 1-10
- 19 Lin R Z, Wang P R. PAH in fossil fuels and their geochemical significance [J]. Journal of Southeastern Asian Earth Science, 1991, 5(1/2/3/4): 257-262
- 20 刚文哲, 仵岳, 高岗, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷烃源岩地球化学特征与地质意义 [J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 57-65 [Gang Wenzhe, Wu Yue, Gao Gang, *et al.* Geochemical features and geologic significances of source rocks in Nanpu sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(1): 57-65]
- 21 郑红菊, 董月霞, 朱光有, 等. 南堡凹陷优质烃源岩的新发现 [J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 385-391 [Zheng Hongju, Dong Yuexia, Zhu Guangyou, *et al.* High-quality source rocks in Nanpu sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 385-391]
- 22 郑红菊, 董月霞, 王旭东, 等. 渤海湾盆地南堡富油气凹陷烃源岩的形成及其特征 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 18(1): 78-83



- [Zheng Hongju, Dong Yuexia, Wang Xudong, *et al.* The generation and characteristics of source rocks in Nanpu oil-rich depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 18 ( 1 ): 78-83]
- 23 赵彦德, 刘洛夫, 张枝焕, 等. 南堡凹陷古近系层序地层格架中烃源岩分布与生烃特征研究 [J]. *沉积学报*, 2008, 26( 6 ): 1077-1085 [Zhao Yande, Liu Luofu, Zhang Zhihuan, *et al.* Distribution and hydrocarbon generation of the Eocene source rocks in a sequence stratigraphic framework in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26( 6 ): 1077-1085]
- 24 李素梅, 庞雄奇, 邱桂强, 等. 王古1井奥陶系古潜山原油成因及其意义 [J]. *地球科学*, 2005, 30( 4 ): 451-458 [Li Sumei, Pang Xiongqi, Qiu Guiqiang, *et al.* Origin and significance of the Ordovician oil from Well WG 1, Dongying depression, Bohai Bay Basin [J]. *Earth Science*, 2005, 30( 4 ): 451-458]
- 25 卢鸿, 王铁冠, 王春江, 等. 黄骅坳陷千米桥古潜山构造凝析油气藏的油源研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28( 17 ): 17-21 [Lu Hong, Wang Tieguan, Wang Chunjiang, *et al.* Hydrocarbon sources of high waxy condensate oil and gas pools in Qianmiqiao buried-hill zone of Huanghua depression [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28( 17 ): 17-21]
- 26 黄海平, 郑亚斌, 张占文, 等. 低等水生生物: 高蜡油形成的重要来源 [J]. *科学通报*, 2003, 48( 10 ): 1092-1098 [Huang Haiping, Zheng Yabin, Zhang Zhanwen, *et al.* Low aquatic organism: An important organic source of high waxy oil [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2003, 48( 10 ): 1092-1098]
- 27 张水昌. 运移分馏作用凝析油和蜡质油形成的一种重要机制 [J]. *科学通报*, 2000, 45( 6 ): 667-670 [Zhang Shuichang. Migration fractionation—one of the most important formation mechanisms for condensate oils and high waxy oils [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2000, 45( 6 ): 667-670]
- 28 张水昌, 朱光有, 杨海军, 等. 塔里木盆地北部奥陶系油气相态及其成因分析 [J]. *岩石学报*, 2011, 27( 8 ): 2447-2460 [Zhang Shuichang, Zhu Guangyou, Yang Haijun, *et al.* The phases of Ordovician hydrocarbon and their origin in the Tabei uplift, Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27( 8 ): 2447-2460]
- 29 周海民, 郑红菊, 张春梅, 等. 南堡凹陷烃源岩的显微组分与生油门限的关系 [J]. *石油与天然气地质*, 1999, 20( 1 ): 164-166 [Zhou Haimin, Zheng Hongju, Zhang Chunmei, *et al.* Relationship between source rock macerals and oil forming threshold of Nanpu depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 1999, 20( 1 ): 164-166]

## Characteristics and Formation Mechanism of Deep Oils from Nanpu Depression, Bohai Bay Basin

LI Su-mei<sup>1 2</sup> DONG Yue-xia<sup>3</sup> WANG Zheng-jun<sup>3</sup>  
XU man<sup>1 2</sup> MENG Xiang-bing<sup>1 2</sup> ZHANG Peng<sup>1 2</sup>

( 1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249;

2. Research Center of Basin and Reservoir, Geosciences Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249;

3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063004)

**Abstract:** Industrial petroleum was discovered from Palaeozoic deep horizons in the Nanpu depression, Bohai Bay Basin, which is different from the overlying Tertiary oils from view of physical and chemical properties. Conventional geochemical methods were used to delineate the oils combined with geological analysis. There are two types of the deep buried hill oils were discovered, one is high waxy oil in the Ordovician and another is condensate oils in the Cambrian. It was observed by GC, GC-MS that, the buried hill oils contain high contents of alkyl alkanes while low concentrations of biomarkers such as steranes and hopanes. The distinguishing characteristics of the oils are high to super-high concentrations of diasteranes, diahopane, 18 $\alpha$ (H)-22, 27, 29-trinorhopane and (Ts) and C<sub>29</sub>Ts detected in the oils with obvious thermal cracking of homohopanes, suggesting high thermal maturity of the oils. Oil-oil and oil-source rock correlations show that the oils have close genetic affinity with the Es<sub>2+3</sub> source rocks. Hydrocarbons can be charged into the burial hill from the Es<sub>2+3</sub> rocks directly overlying on the buried hill and/or contacted with the buried hill reservoir through faults displacement, characterized by short migration distance. Meanwhile, hydrocarbons derived from source rocks can also migrate through deeply cutting faults and Palaeozoic weathered crust into the buried hill reservoir with relatively long migration distance. It was suggested that both the kerogen type (II<sub>2</sub>-III) of the source rocks and gas invasion in geological history should be responsible for the formation of the high waxy oils. The former is liable to generate waxy hydrocarbons, and the latter can be inferred from the fact that the n-alkanes with carbon number less than C<sub>19</sub> in the oils were commonly depleted and the relative concentration of naphthalenes are a little less than that of the phenanthrenes. These phenomena are obviously abnormal compared with that of the shallow oils overlying. This study is helpful for unraveling hydrocarbons accumulation mechanisms and deep petroleum resources evaluation in the area.

**Key words:** Nanpu depression; deep oil-pool; high waxy oil; gas invasion; genetic mechanism