

<http://www.geojournals.cn/dzxb/ch/index.aspx>

东营凹陷北部陡坡带稠油地球化学特征与成因

邱桂强¹⁾ 李素梅^{2,3)} 庞雄奇^{2,3)} 高永进¹⁾ 孙锡年¹⁾

1) 中国石化胜利石油有限公司, 山东东营, 257015

2) 石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京昌平, 102249

3) 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京昌平, 102249

内容提要 对东营凹陷北部陡坡带郑家—王庄地区稠油与相对稀油烃类组成进行了定性定量分析。发现多数原油遭受不同程度的破坏, 饱和烃、芳烃馏分呈有序缺失, 于多数原油中检测到生物降解标志物25-降藿烷系列。地质与地球化学综合研究认为, 以生物降解—氧化及相关的生化/化学作用、以水洗—重力分异—轻质组分逸散为主的物理作用是郑家—王庄原油稠化的重要机理; 东营凹陷北部“有限后退型”盆地边界发育的风化壳潜山、砂砾岩扇体储层孔渗条件好、油藏埋深浅、盖层条件差和不整合面等通道与外界的连接是郑家—王庄及邻区重质油形成的根本原因。提出生物标志物绝对定量可作为识别原油遭受次生改造作用程度、判断不同类型生物标志物抵抗降解能力大小的有效指标。利用生物标志物, 发现郑家—王庄局部地区原油具有不同降解级别原油相混的混合现象, 可能反映两次或多次充注。郑家—王庄及其邻区有望获得相对稀油新增储量。

关键词 稠油 生物标志物 降解 陡坡带 砂砾岩扇体

我国稠油资源量预计大于 2.5×10^{10} t (牛嘉玉等, 2002), 约占全国石油总储量五分之一。已在松辽、辽河、苏北、渤海湾及塔里木等15个盆地发现重质稠油藏 (胡见义等, 1994; 顿铁军, 1998)。作为非常规油气资源, 稠油的勘探已引起人们高度重视。渤海湾盆地东营凹陷周边重质油藏极为发育 (李春光, 1996), 了解其地质、地球化学特征与成因机理对于该区及同类地区稠油勘探及制定有效的开发方案具有重要意义。

1 地质概况

东营凹陷北部带为典型的“有限后退型”盆地边界, 具有“二台阶”式基岩断裂构造格局 (图1)。北部陡坡带以东西走向的起伏较大的古生代地层为基底, 中西侧发育郑家、王庄两个潜山正向构造 (图1), 在基底古断剥面上充填沉积了古近系—新近系有序组合的砂砾岩扇体地层, 具有由南而北层层超覆、横向上各种岩相和岩性地层变化较大的特点。

北带是以大型鼻状构造和大型古冲沟为背景的油气富集地区, 古近系、新近系均发现丰富的油气资

源。现已发现新近系馆陶组、古近系沙河街组为主的地层、岩性、构造等多种类型油藏, 但不同层位、不同部位原油特征具有显著的差异, 该区既有全盆地最稀的基底潜山油藏原油, 也有超重稠油, 并且出现“上稀下稠”的反常现象, 反映原油性质与成藏的复杂性。研究表明, 郑家—宁海地区稠油的形成明显受该区特殊的地质、水文条件的控制^①。相邻利津洼陷的沙三段、沙四段烃源岩为区内油气的主力生油岩^②。

2 样品与实验

采集郑家—王庄及其邻区不同层位高台阶原油8个 (图1、表1), 作精细有机地球化学分析, 配合采集利津、宁海油田正常油样 (13个样品) 及利津洼陷沙三段、沙四段岩样 (19个样品) 作对比研究。

原油与岩样的氯仿抽提物采用常规柱色谱分离, 分离前加入 D4-C₂₉ 甾烷、D8-二苯并噻吩标样。在岛津 GC-9A 型色谱仪和 Finnigan-MAT TSQ-45 型 GC/MS 系统上进行饱和烃色谱及饱和烃、芳烃色谱—质谱分析。色谱条件: SE-54 弹性熔硅毛细管

注: 本文为国家重大基础研究发展规划项目 (编号 G199943310) 资助的成果。

收稿日期: 2003-07-17; 改回日期: 2004-09-24; 责任编辑: 周健。

作者简介: 邱桂强, 男, 1966年生。1986年毕业于北京大学地质系, 2003年于同济大学海洋地质与地球物理系获博士学位。现为胜利油田有限公司地质科学研究院高级工程师, 主要从事沉积学研究。通讯地址: 257015, 山东省东营市, 胜利油田地质科学研究院东昌惠室; Email: dchqpq@mail.slof.com。

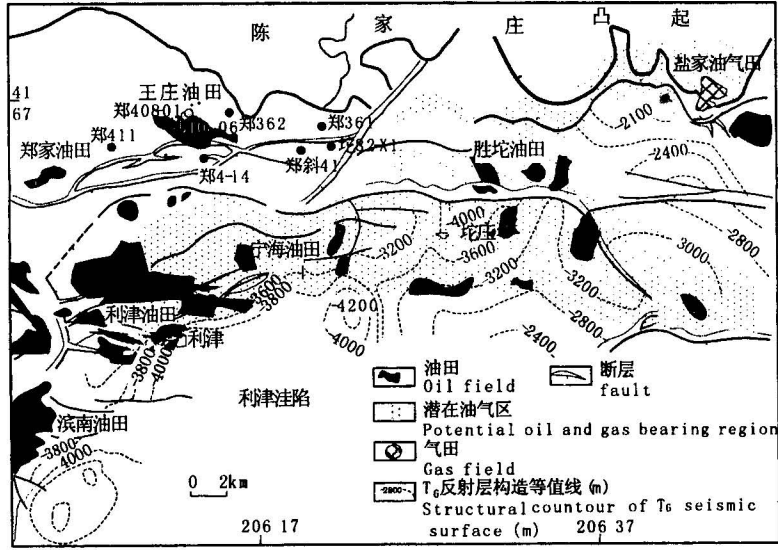


图 1 东营凹陷北部陡坡带区域构造格局与油田分布(据胜利油田,2003)

Fig. 1 Regional tectonics of north steep slope of Dongying Depression and location of oilfields

表 1 郑家—王庄与部分郑南原油主要地化参数

Table 1 Main geochemical parameters of oils from Zhenjia—Wangzhuang and Zhengnan

井号	埋深 (m)	层位	CPI	Pr Ph	Pr n _{C17}	Ph n _{C18}	20S (S+R)	C ₂₉ Re C ₂₉ Reg	C _{21~22} C ₂₉ St	4-Me C ₂₉ Reg	St Hop	Ts (Ts+Tm)	T ₂₄ T ₂₆	G C ₃₀ H
坨82-X1	1378~1396	Es ¹	—	—	—	—	0.51	0.17	0.115	0.33	0.44	0.41	0.028	0.206
郑408x6	1331~1356	Es ³	—	—	—	—	0.36	0.12	0.107	0.33	0.27	0.38	0.023	0.273
郑斜41	1219.3~1224.0	Ng	—	0.65	—	—	0.52	0.13	0.092	0.37	0.41	0.43	0.023	0.181
郑408-01	1290~1372	Es ¹	—	—	—	—	0.65	0.79	0.414	0.21	0.42	0.37	0.120	0.440
郑361	1190~1216	Es ¹	1.10	0.87	2.34	2.74	0.54	0.12	0.103	0.35	0.37	0.44	0.026	0.175
郑362	1196.3~1210.0	Es ¹	1.44	0.68	4.45	4.15	0.50	0.20	0.170	0.31	0.37	0.42	0.042	0.249
郑411*	1339	Es ³	—	—	—	—	0.69	0.14	0.110	0.07	0.31	0.43	0.143	0.515
郑4-14	1503.4~1527.0	AnZ	1.10	0.91	0.46	0.54	0.56	0.11	0.082	0.29	0.26	0.50	0.016	0.083
利85	2552.6~2724.2	Es ⁴	1.09	0.61	0.66	1.18	0.47	0.11	0.051	0.21	0.62	0.45	0.015	0.179
利371	1989.6~1999.0	Es ⁴	1.10	0.61	0.67	1.20	0.44	0.10	0.050	0.24	0.56	0.41	0.017	0.208
利932	2933.5~2941.5	Es ⁴	1.15	0.50	0.84	1.84	0.39	0.09	0.032	0.27	0.77	0.36	0.016	0.311

注：*—该井为油砂；20S/(S+R)—C₂₉甾烷/20S/(S+R)；C₂₉Re/C₂₉Reg—C₂₉重排甾烷/C₂₉规则甾烷；C_{21~22}/C₂₉St—C_{21~22}甾烷/C₂₉规则甾烷；4-Me/C₂₉Reg—4-甲基甾烷/C₂₉规则甾烷；St/Hop—甾烷/藿烷；Ts/(Ts+Tm)—18α(H)-22,29,30-三降藿烷/[18α(H)-22,29,30-三降藿烷+17α(H)-22,29,30-三降藿烷]；T₂₄/T₂₆—2X C₂₄四环萜/C₂₆三环萜；G/C₃₀H—伽玛蜡烷/C₃₀藿烷。

柱(25×0.25mm)，以4℃/min自100℃升至300℃，载气为He气。饱和烃色谱-质谱条件：采用HP-5MS(30m×0.25mm×0.25μm)色谱柱，50℃恒温2min，以2℃/min的速率升温至100℃，以3℃/min的速率自100℃升温至310℃，310℃恒温15.5min。芳烃色谱-质谱条件：采用HP-5MS(30m×0.25mm×0.25μm)毛细管柱，60℃恒温2min，以8℃/min的速率升温至150℃，再以4℃/min的速率升温至320℃，320℃恒温10min。载气为氦气。采用EI(70eV)电子轰击方式。

3 结果与讨论

3.1 原油物性与族组成

参照国际标准，地面脱气原油密度大于0.934 g/cm³、粘度大于100 mPa·s(50℃)为重质油；密度大于1.0 g/cm³、粘度大于10000 mPa·s(50℃)为超重油(沥青)，郑家—王庄原油除个别层位外，多数为重油或超重油。王庄震旦系、前震旦系基底油藏原油密度最低(<0.9 g/cm³)、粘度较低(<10 mPa·s)，为正常油；郑家潜山寒武系、奥陶系原油密度几乎全部

大于 1 g/cm^3 、粘度一般大于 $5000\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，为超重油。古近系—新近系原油总体较稠，部分原油粘度超过 $400000\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，但不同层位、不同部位原油物性具有较大的差异。西侧沙一段原油油质相对较重，如郑5区密度为 1.009 g/cm^3 ；东侧郑31井相近埋深原油密度为 0.952 g/cm^3 ，显示油质相对较轻。沙三段原油中部郑408块油质相对较轻，两侧特别是西侧相对较重。王庄东侧某些馆陶组原油密度小于 1 g/cm^3 ，比部分沙一段、沙三段原油更轻；郑斜41井则出现“上、下稀、中间稠”的反常现象^①。郑家—王庄原油物性的显著差异与多种因素有关^②。

与利津—宁海正常油相比，郑家—王庄原油族组成中饱和烃馏分含量显著降低，而非烃+沥青质含量明显增加，反映轻质馏分散失、重质馏分残留。除王庄基底油藏外，郑家—王庄原油饱和烃含量为 $28.7\%\sim 38\%$ ，远低于南部利津—宁海原油($49.1\%\sim 72.9\%$)；其“非烃+沥青质”含量($33.5\%\sim 47.8\%$)则高于后者($10.6\%\sim 31.7\%$) (图2)。

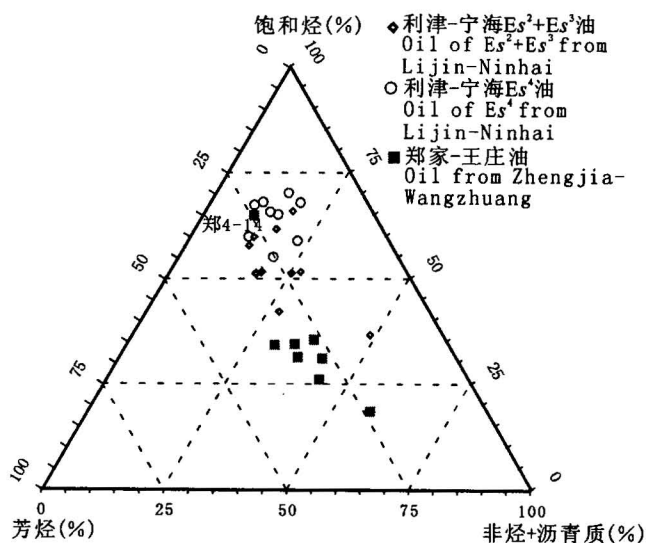


图2 郑家—宁海原油族组成特征

Fig. 2 Ternary plot showing relative distribution of saturate, aromatic hydrocarbons and “nonhydrocarbons + asphaltene”

重油包括原生未熟重油和次生重油。原生型是由于生油母质在低成熟阶段或在强还原条件下由厌氧细菌作用形成，其分布于生油岩内部及附近的储集层中。次生重油的形成可能有多种机理，如水洗、生物降解、氧化脱沥青等。准确识别重油为原生型抑或次生型、次生作用的稠化机理(化学、物理作用)，必须剖析原油的烃类化学组成。

3.2 原油烃类组成与分布

3.2.1 烃类总体分布

饱和烃馏分一般为原油的主要成分。郑家—王庄原油饱和烃总离子流图显示(图3)，多数原油遭到破坏。郑411井(E_s^1)、郑408-01井(E_s^1)、郑408-06井(E_s^3)与坨82-X1井(E_s^1)正、异构烷烃、类异戊二烯烷烃损失殆尽(图3)；郑362井(E_s^1)、郑斜41井(N_g)

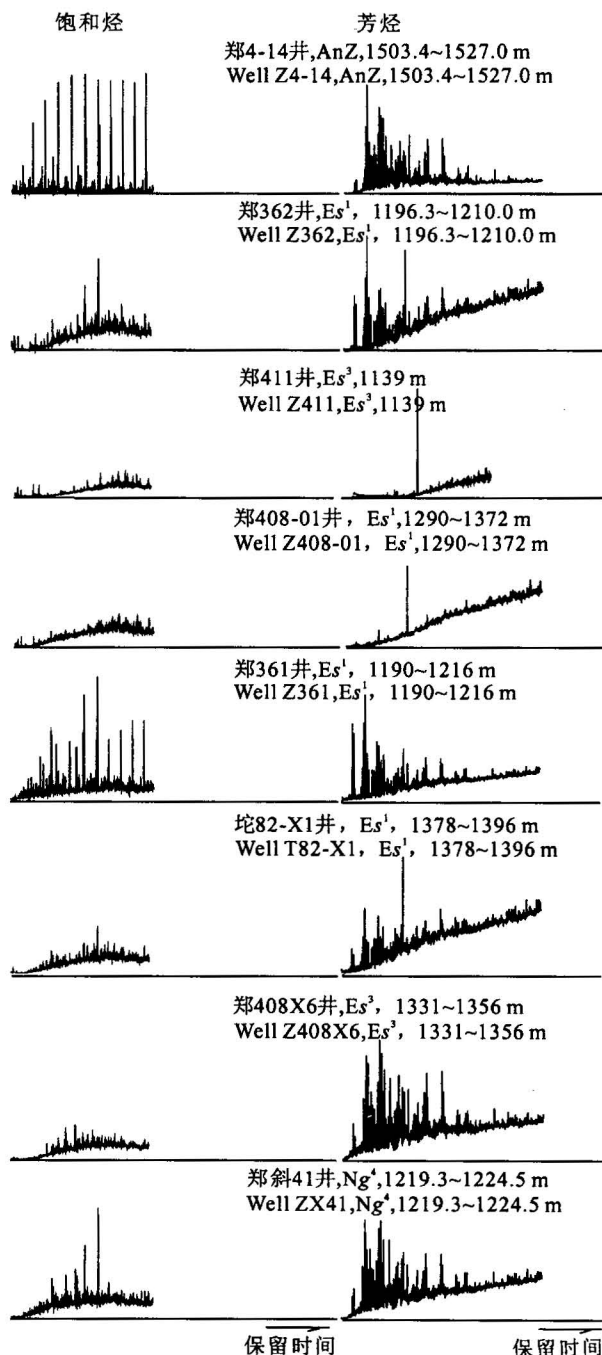


图3 郑家—王庄原油饱和烃、芳烃总离子流图

Fig. 3 TIC of saturate and aromatic fractions of oils from Zhengjia—Wangzhuang

只剩类异戊二烯烷烃与痕量正构烷烃(图3)。相比较而言,王庄东郑361井(Es^1)原油似乎保存较好,仅正构烷烃有少量损失。郑4-14井原油饱和烃谱图为常规油特征,反映王庄震旦系基底油藏未遭破坏(图3),与原油物性特征相吻合。

芳烃总离子流图指示部分原油芳烃也遭到破坏,但芳烃被改造的程度相对不及饱和烃,多数原油萘、菲等只轻度或部分消耗,仅郑411井沙三段、郑408-01井沙一段油藏原油 TIC 图中剩少量高分子量芳烃(图3),反映后期改造作用较为强烈。与同属郑408块的郑408-01井沙一段原油相比,郑408-06井沙三段原油芳烃仍有较好的保存,指示该区沙三段原油遭受的次生变化小于沙一段。郑362井与坨82-X1井沙一段油藏原油尽管低分子量萘、菲仍有保存,但总离子流图基线大幅度抬升(图3),具有明显的后期改造特征。饱和烃与芳烃馏分不一致的谱图特征,反映不同馏分具有不同的抵抗蚀变的能力。图3指示化合物抗蚀变能力由弱至强大致顺序是:正、异构烷烃<链状类异戊二烯烷烃<环烷烃<低分子量萘、菲系列<高分子量萘、菲同系列等。

郑家—王庄南部的利津—宁海一带(郑南)原油饱和烃、芳烃总离子流图显示正常油特征,郑南原油大致分为两类,一类为“沙三段型”原油(来自沙三段烃源岩);另一类为“沙四段型”原油(来自沙四段烃源岩)(陈建喻等,1997)^②(如利85井、利371井)。油源对比表明^②,较之于“沙三段型”原油,北部陡坡带

“沙四段型”原油具有 Pr/nC_{17} 、 Ph/nC_{18} 值相对较高、 Pr/Ph 值相对较低的特征(表1)。由于后期改造作用,郑家—王庄原油部分饱和烃气相色谱参数已无法获取,但四口井(郑斜41、郑361、郑362、郑4-14)原油 Pr/Ph 值小于1(表1),且其他甾萜类参数也显示其与“沙四段型”原油更为接近^②(表1)。郑家—王庄北部陡坡带原油主体为“沙四段型”原油(李素梅等,2004),东营凹陷沙四段烃源岩为咸化一半咸化湖相环境(陈建喻等,1997;Li Sumei et al., 2003)。

3.2.2 甾萜类化合物分布

(1)甾萜类化合物:与链烷烃相比,甾萜类环状化合物具有相对较好的稳定性和抗降解能力,但不同类化合物仍有区别。原油中甾萜类化合物主要包括孕甾烷、重排甾烷、 $C_{27}\sim C_{29}$ 规则甾烷与甲基甾烷系列,多数原油具有相同或相似的指纹特征, C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20(R)$ 构型呈“V”字型分布(图4),反映原油成因类型相同或相近。其中,郑408-01井、郑411井原油 m/z 217质量色谱图明显变形, $C_{27}\sim C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 型异构体几乎全部消耗,并出现未知化合物,显示严重降解油特征(图4)。与利津—宁海“沙四段型”原油相比,除王庄基底油藏原油外,郑家—王庄地区原油重排甾烷、孕甾烷系列普遍偏高。郑408-01井、郑362井及坨82-X1井原油重排甾烷、低分子量孕甾烷系列相对含量明显高于正常原油, C_{29} 重排甾烷/ C_{29} 规则甾烷值分别为0.79、0.20、0.17,其他原油一般小于0.13(表1); $C_{21}\sim C_{22}$ 甾烷/ C_{29} 规则甾烷值依次为

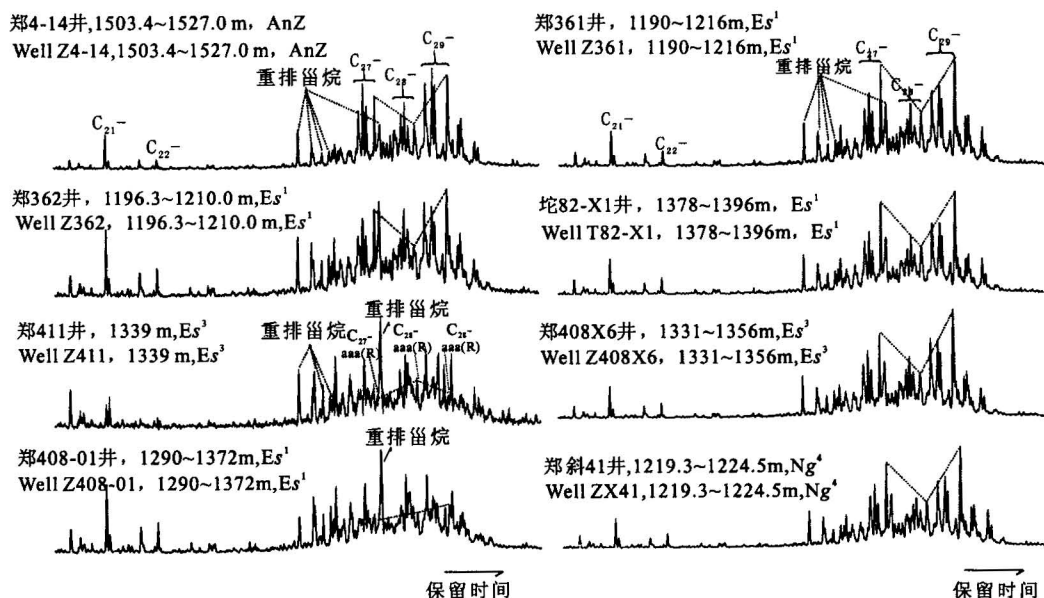


图4 郑家—王庄原油 m/z 217甾烷质量色谱图

Fig. 4 m/z 217 mass chromatograms of saturate fractions of oils from Zhengjia—Wangzhuang

0.414、0.170、0.115,也高于其他原油(表1)。重排甾烷、低分子量孕甾烷系列的相对富集,说明其抗降解能力强于甾烷系列中的规则甾烷(化合物结构更稳定的缘故)。随着蚀变强度的增加,重排甾烷、短链甾烷也将随后遭到破坏,如郑411井原油低分子量孕甾烷和重排甾烷的相对含量不及郑408-01井(表1),表明该井原油降解程度更为强烈。

生物降解油中,甾类不同异构体化合物受影响程度不等,表明细菌等微生物对甾类化合物的降解是有选择性的。甾类异构体中, $\alpha\alpha\alpha 20R$ 构型最先遭到降解,其可导致反映成熟度的甾类异构化参数与实际值有所出入。郑家一王庄与利津—宁海一带原油具有共同的油源^②,但前者 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S/(S+R)$ 值分布范围为0.50~0.69(仅郑362井偏低),郑411、郑408-01两井高达0.69、0.65(表1);而后者多数小于0.5(表1)。显然,南北原油甾烷异构化参数的差异并非成熟度引起。甾类异构化指标揭示,郑家一王庄及郑南原油同处于接近成熟至中等成熟热演化阶段(表1)^②。

(2) 萜类化合物:原油中的萜类化合物包括倍半萜、三、四环萜、五环三萜烷系列等(图5),五环三萜类占统治地位。多数原油萜类化合物指纹相似,仅少数原油因后期改造作用例外。郑南未降解油及郑家一王庄轻度破坏油都含有一定量的伽玛蜡烷,伽玛蜡烷/ C_{30} 藿烷值为0.175~0.515(郑4-14井偏低),如消除生物降解等改造作用影响,郑家一王庄

原油也普遍高于郑南“沙三段型”原油,后者一般为0.045~0.063。反映郑家一王庄原油主要来自偏咸化、还原性环境的沙四段烃源岩^②。与甾类化合物相似,不同类型萜类化合物具有不同的抵抗降解与蚀变能力。观察表明,倍半萜中 $\beta(H)$ 构型抗蚀变能力较强,如郑411井 m/z 123谱图中仅剩 $8\beta(H)$ -补身烷和升补身烷两个峰;相比较而言,三、四环萜烷比倍半萜稳定。倍半萜与三环萜中低分子量化合物先消耗,而五环三萜烷则是藿烷与升藿烷,其次是低分子量降藿烷。图5显示蚀变较强的郑411井、郑408-01井的原油中 C_{29} -降藿烷含量明显高于其他原油,变为最强峰或与 $C_{30}\alpha\beta$ 藿烷相当的峰,郑408-01井原油五环三萜烷系列则因降解而新增很多未知化合物(图5)。郑411井、郑408-01井与郑362井原油 T_s 、 T_m 三降藿烷的含量低于其他原油,表明低分子量降藿烷已开始降解。

在分析的原油中,除郑408-06井(Es^3)、郑4-14井(AnZ)未检测到25-降藿烷系列外,其他郑家一王庄原油中都检测到丰富的25-降藿烷系列(图6)。25-降藿烷是由藿烷系列生物标志物分子失去 $C-10$ 位上的角甲基所形成,利用 m/z 177、 m/z 355两特征碎片即可检测(图6)。25-降藿烷系列碳数为 C_{26} 、 C_{28} ~ C_{34} ,出峰稍前于藿烷系列(图6),是许多强烈生物降解油中的一种典型化合物系列(Seifert et al., 1979; Trendel et al., 1990; Peters et al., 1996)。然而,包建平等(1997)提出了不同的看法,其从新疆

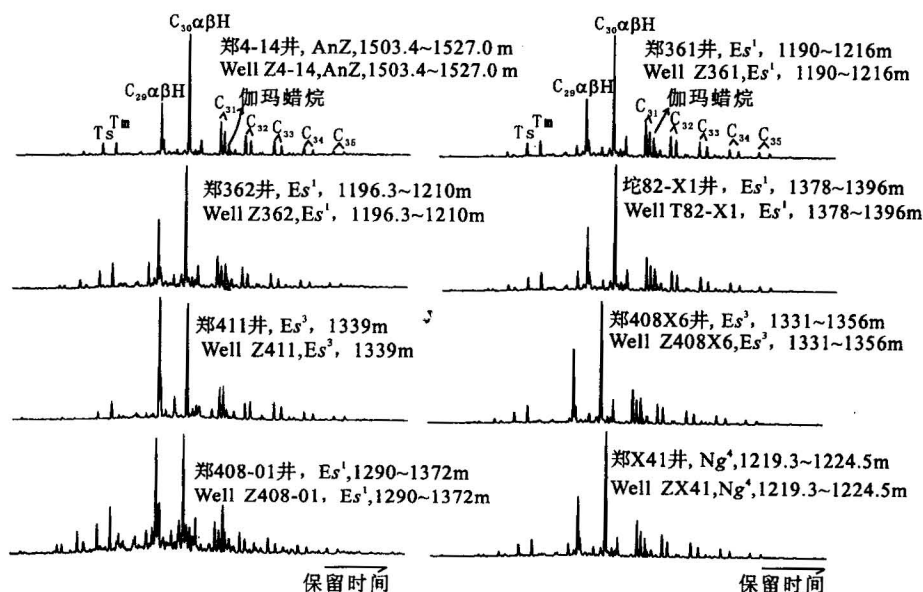


图5 郑家一王庄原油 m/z 191质量色谱图

Fig. 5 m/z 191 mass chromatograms of saturate fractions of oils from Zhengjia-Wangzhuang

三塘湖盆地某井上二叠统生油岩中检测到25-降藿烷,认为该化合物不一定是原油遭受生物降解作用后的产物,成岩早期阶段的微生物活动可能就已经决定了它的地质分布。本研究中,由于利津—宁海正常油及利津洼陷烃源岩中未检测到25-降藿烷系列,郑家—王庄重质稠油中的25-降藿烷为次生成因无疑,系生物降解作用所致。除王庄基底油藏外,郑408-06井原油中也未出现25-降藿烷,说明郑408块沙三段油藏保存条件相对较好。

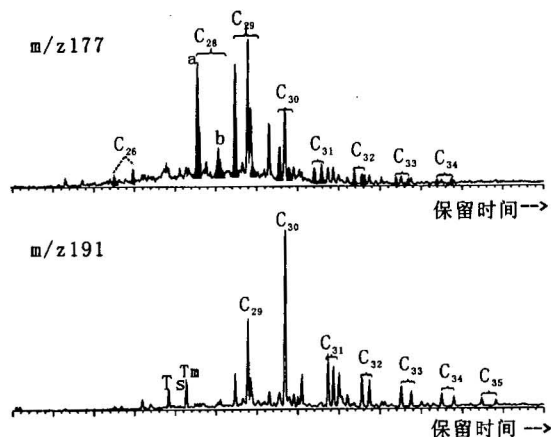


图 6 坨82-X1井(Es¹)原油 m/z 177、
m/z 191质量色谱图

Fig. 6 m/z 171, m/z 191 mass fragmatograms of
saturate fractions from oil of well T82-X1 (Es¹)

原油中烃类组成揭示一矛盾现象,即有些原油同时存在降解程度不等的化合物系列,如郑361井沙一段油藏原油中正构烷烃仅受到轻微至中等程度的破坏(图3),指示原油为轻度降解油,但原油中同时

检测出的完整的25-降藿烷系列,指示其为严重降解油,该现象可能反映郑361井沙一段油藏至少经过两期油气注入,后期注入油稀释了早期重质油。类似地,郑斜41井(Ng⁴)、郑362井(Es¹)原油也存在不同程度生物降解油相混的现象,早期的严重降解油(存在25-降藿烷)中混入了轻微至中等程度降解油(含有正构烷烃、类异戊二烯烷烃)(或为相反情形,属构造破坏导致二次成藏)(图3)。郑家—王庄不同降解级别油气的混合现象及郑361井沙一段油藏中后期注入油为轻度降解油的事实,反映郑家—王庄乃至整个北部带存在相对稀油的勘探前景。

3.2.3 稠油烃类化合物绝对丰度

以往研究大多从定性角度识别原油蚀变的程度及不同化合物的抗降解能力,其局限性是显而易见的,如图4中除变形较为严重的郑411井、郑408-01井原油一目了然地指示其遭受过强烈的蚀变外,其他原油谱图似乎很相似,生物标志物绝对定量则可以将原油遭受改造作用的程度进行定量化,便于对比研究。表2为郑家—王庄地区原油中单体生物标志物及主要化合物系列的定量结果,可提供原油生物降解等次生变化程度方面的重要信息。郑408-01井、郑411井原油甾烷总量分别为461μg/g、313μg/g,同区其他原油一般大于1472μg/g;此两井单体化合物C₂₉甾烷ααα20R绝对丰度为23μg/g、14μg/g,其他原油多数大于130μg/g(表2),指示两井原油比其他原油遭遇更强的后期改造作用。从芳烃、三芳甾烷定量结果来看,郑411井原油降解程度又高于郑408-01井(表2)。郑362井与坨82-X1井原油饱和烃、芳烃总离子流图、甾烷质量色谱图似乎相似(图3、图4),但定量结果显示郑362井受次生改造作用的程度远高于

表 2 原油中甾萜类及芳烃化合物丰度(μg/g)

Table 2 Absolute concentrations of hydrocarbons (μg/g oil) in the oils

井号	井深 (m)	层位	C ₂₉ Sααα	C ₂₉ Sαββ	C ₂₉ Rααα	重排 甾烷	甾烷 总量	倍半萜	三环萜	C ₃₀ αβ 藿烷	伽玛 蜡烷	C ₂₆ -三 环萜	五环萜	三芳 甾烷	芳烃
郑411	1339	Es³上	31	0	14	78	313	9	345	184	95	46.4	1110	190	226
郑408-01	1242~1262	Es¹	42	27	23	152	461	25	275	272	120	35.8	1226	1579	1875
郑362	1196.3~1210.0	Es¹	40	36	39	82	500	64	185	378	94	21.6	1441	1522	3463
郑408x6	1331~1356	Es³	171	159	308	351	2809	369	819	3139	857	82.2	11360	2089	6155
郑斜41	1219.3~1224.5	Ng	290	148	271	333	2982	523	634	2148	388	74.5	7635	1610	4516
坨82-X1	1378~1396	Es¹	141	95	135	195	1555	208	359	1052	217	42.9	3734	1290	2534
郑361	1190~1216	Es¹	183	91	153	213	1794	584	424	1431	250	46.3	5097	1449	4796
郑4-14	1503.4~1527.0	AnZ	165	96	130	153	1472	1192	388	1906	159	40.9	5923	510	5154
利85	2552.6~2724.2	Es⁴	324	153	359	275	3073	653	339	1647	295	35.8	5254	1549	6071
利371	1989.6~1999.0	Es⁴	331	142	429	295	3298	811	386	1961	409	36.1	6333	1550	6790
利932	2933.5~2941.5	Es⁴	452	157	701	327	4643	510	335	1898	590	34.1	6626	2765	5448

注: C₂₉Sααα—C₂₉甾烷 ααα20(S); C₂₉Sαββ—C₂₉甾烷 αββ20(S); C₂₉Rααα—C₂₉甾烷 ααα20(R)。

坨82-X1等井。

根据不同类型化合物丰度的变化可识别其抵抗降解能力的强弱。郑家一王庄地区蚀变强的原油中倍半萜含量与未蚀变或弱蚀变原油相差近一个数量级;不同类型原油三环萜烷含量相差不到一个数量级,表明三环萜烷抗降解能力高于倍半萜。不同原油 $C_{30}\alpha\beta$ 藿烷差异明显,如郑411井、郑408-01井、郑362井 $C_{30}\alpha\beta$ 藿烷含量为184~378 $\mu\text{g/g}$,同区其他原油为1052~3139 $\mu\text{g/g}$ (表2);但原油中 C_{26} -三环萜含量相对较均匀,为21.6~82.2 $\mu\text{g/g}$,表明藿烷的抗降解能力低于高分子量三环萜。萜类化合物定量结果反映萜类化合物中三环萜烷具有相对较强的抵抗降解能力(Alberdi et al., 2001),倍半萜、藿烷与升藿烷则相对较弱。芳烃中的三芳甾烷含量相对稳定,除未降解油与郑411井强烈降解油外,三芳甾烷丰度为1290~2089 $\mu\text{g/g}$ (表2),说明三芳甾烷比一般甾萜类稳定性高,也比萘、菲及蒽等低分子量芳烃高。

3.3 稠油形成机理

表3 郑家一王庄原油烃类特征与生物降解级别

Table 3 Characteristics of hydrocarbons in the oils from Zhengjia—Wangzhuang and biodegradation levels

井号	层位	烃类主要特征	降解级别
郑361	Es ¹	正构烷烃部分消耗,类异戊二烯烷烃未受损或轻度受损;存在25-降藿烷	轻微降解混微量强烈降解油
郑斜41	Ng	痕量正构烷烃,类异戊二烯烷烃轻度受损;烷基环己烷、烷基苯大部分消耗;萘、菲系列绝对丰度降低;存在25-降藿烷	中等降解混少量严重降解油
坨82-X1	Es ¹	微量正构烷烃、类异戊二烯烷烃有消耗;痕量烷基苯、烷基环己烷;萘、菲、联苯系列含量明显降低;甾烷含量偏低;存在25-降藿烷	中等降解混严重降解油
郑408-01	Es ¹	链烷烃基本缺失;烷基苯、烷基环己烷缺失;甾类含量显著降低;甾烷20R- $\alpha\alpha\alpha$ 构型趋于消失;重排甾烷、孕甾烷丰富;倍半萜、三环萜烷受降解; C_{29} -降藿烷变为强峰,藿烷绝对丰度显著降低;新化合物增多;萘、菲、联苯等芳烃含量大幅度降低	严重至很严重降解
郑408x6	Es ³	正构烷烃缺失;无环类异戊二烯烷烃受损;痕量烷基苯、烷基环己烷;低分子量倍半萜除去	中等降解
郑362	Es ¹	痕量正构烷烃、类异戊二烯烷烃仍有保存;少量烷基环己烷、烷基苯藿烷系列绝对丰度明显降低,存在25-降藿烷;重排甾烷量丰富,甾烷损失显著	严重降解混中等降解油
郑411	Es ³	链烷烃、环烷烃、烷基苯缺失;倍半萜强烈降解、低分子量三环萜烷除去;藿烷系列降解严重;甾类绝对丰度低;20R- $\alpha\alpha\alpha$ 构型甾烷趋于消失;重排甾烷、 $C_{21}\sim C_{22}$ 孕甾烷开始消耗;三芳甾烷开始降解;芳烃绝对丰度低	强烈降解
郑4-14	AnZ	正常油	未降解

使得饱和烃减少、非烃—沥青质增加。水中溶解氧含量主要取决于地下水补给强度或地下水径流条件,一般出现在地下水活跃地区即地下水与大气降水有联系的地段。郑家潜山重油属于底水氧化型,不整合面的底水使基岩风化面的油氧化、降解成重质油。王庄基岩中的油为正常原油,与其处于低部位尚未受淋滤水影响及盖层封闭条件相对较好有关。油气二次运移过程也会导致轻质组分散失、重质组分残留。非烃等含杂原子的化合物具有较强的极性,油气运移过程中其比极性差的轻质组分容易被吸附而残

3.3.1 生物降解、氧化等化学作用机制

生物降解指细菌对某些烃类选择性代谢,是导致原油组分发生变化的最重要因素之一。生物降解往往与水洗、氧化作用同时进行。原油饱和烃、芳烃馏分的定性与定量分析反映,郑家一王庄稠油的形成,生物降解及相伴的次生作用发挥了关键作用。生物降解的顺序一般是正构烷烃>异构烷烃>类异戊二烯烷烃>倍半萜>规则甾烷>藿烷、升藿烷>重排甾烷>降藿烷>短链甾烷>三环萜烷>三芳甾烷。生物降解作用的结果是,轻质组分减小、重质组分增加,原油密度与粘度增加。依据 Peters 等(1993)对生物降解的划分标准及其他相关研究(Alexander et al., 1983; Connan, 1984),本研究结合定量分析结果,对郑家一王庄原油遭遇生物降解等次生改造作用的级别进行了划分,该区原油分属轻度降解、中等降解、严重—很严重及强烈降解4个级别(表3)^②。

氧化作用是自由氧将原油氧化成酸、醇、酚、酮,

留。与油气运移分馏相关的油—水—岩相互作用是一复杂的物理—化学作用过程。

3.3.2 水洗、重力分异、轻质组分逸散等物理作用机制

水洗作用指可溶性烃类被可溶烃类未达到饱和的地层水选择性溶解或萃取出。郑家一王庄地处盆地陡坡边缘,具有特殊的古构造背景及其控制下的较强水动力环境,决定了其储集体有较高的水动力能。郑家一王庄砂砾岩为快速堆积扇体产物,岩石结构疏松、成岩与结晶程度相对较低、高孔渗储层发

育,为水洗淋滤与溶解烃提供了有利条件,也使油气运移过程中及油藏条件下的轻、重组分间的重力分异易于进行。此外,与不整合面、开启断层相接触及盖层封闭条件差的油藏轻质组分的逸散也会强化重质油的形成。如与沙一段底部不整合面相接触的油藏油质变重与不整合面不无关系。王庄沙三段油藏原油物性平面上的变化趋势,与该油层顶部泥岩的分布变化相一致。凡是沙三段含油砂砾岩顶部发育泥质岩临界盖层的油藏,原油性质偏稀,如郑408砂砾岩体;缺失泥质岩临界盖层的砂砾岩体,油性较稠。

北部带不同层位、不同部位原油物性具有显著的差异,稠油的形成与储集层物性、盖层封堵及水动力等条件密切相关。北部带稠油的形成本质上由其特定的地质条件所决定^{①②}。

4 结论

(1)烃类定性与定量分析反映,郑家一宁海原油遭受程度不等的次生改造作用,饱和烃、芳烃化合物被有序消耗,显示完整的生物降解序列。郑家一王庄原油与南部利津一宁海外围沙四段油藏原油具有相似的成因,油气来自利津洼陷。

(2)郑家一王庄原油的稠化由其特殊的地质背景所决定,陡坡带砂砾岩扇体高孔渗性储集层、较差的侧向封堵与盖层条件、古风化壳断剥面与不整合面的发育,使得该区的大部分油藏处于相对较差的保存条件下,在生物降解、水洗、氧化、重力分异与运移残留等多种生物、化学与物理作用共同作用下,在陡坡带形成了大量重质油藏。

(3)郑家一王庄原油存在不同降解级别原油混混的现象,表明可能存在多期充注成藏;多期成藏及砂砾岩扇体油藏保存条件的非一致性,暗示北部陡坡带有寻找相对稀油的前景。

(4)生物标志物绝对定量在识别原油相对蚀变程度、判断有机化合物抗降解能力方面较为有效,可作为确认原油降解级别、判断化合物相对稳定性的可靠指标。

注 释

① 李素梅,邱桂强,等. 2004. 东营凹陷北部陡坡带稠油形成主控因素. 待刊.

② 李素梅,等. 2003. 郑家一宁海地区稠油成因与分布模式. 石油大学、中石化胜利石油有限公司合作研究报告.

参 考 文 献

包建平,梅博文. 1997. 25-降藿烷系列的“异常分布”及其成因. 沉积

学报, 15(2): 179~183.

陈建渝,刘从印,张树林,毕研鹏,毕义泉. 1997. 原油中生物标志物的组成是成藏史的反映. 地球科学, 20(6): 97~102.

顿铁军. 1998. 中国石油勘探发展趋向及展望——兼论稠油油藏. 西安工程学院学报, 20: 3~6.

胡见义,牛嘉玉. 1994. 中国重油沥青资源的形成与分布. 石油与天然气地质, 15(2): 105~112.

李春光. 1996. 东营凹陷稠油油藏成因机制探讨. 特种油气藏, 3(1): 1~5.

李素梅,庞雄奇,邱桂强,高永进,孙锡年. 2004. 东营凹陷北部陡坡带隐蔽油气藏的成因与分布. 石油与天然气地质, 25(4): 416~421.

牛嘉玉,洪峰. 2002. 我国非常规油气资源的勘探前景. 石油勘探与开发, 29(5): 5~7.

References

- Alberdi M, Moldowan J M, Peters K E, Dahl J E. 2001. Stereoselective biodegradation of tricyclic terpanes in heavy oils from the Bolivar Coastal Fields, Venezuela. *Organic Geochemistry*, 32(1): 181~191.
- Alexander R, Kagi R I, Woodhouse G W, et al. 1983. The Geochemistry of some biodegraded Australian oils. *Australian Petroleum Exploration Association Journal*, 23(1): 53~63.
- Bao Jianping, Mei Bowen. 1997. The abnormal distribution and the origin of 25-Norhopane series. *Acta Sedimentologica Sinica*, 15(2): 179~183 (in Chinese with English abstract).
- Chen Jianyu, Liu Congyin, Zhang Shulin, Bi Yanpeng, Bi Yiquan. 1997. Composition of the biomarkers in crude oil is the reflection of pool-forming history. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 22(6): 97~102 (in Chinese with English abstract).
- Connan J. 1984. Biodegradation of crude oils in reservoirs. In: Broods J, Welte D H, ed. *Advances in Petroleum Geochemistry*. London: Academic Press, 1: 299~335.
- Dun Tiejun. 1998. Development and prospect for petroleum exploration in China—Besides heavy oil accumulation. *Journal of Xi'an Engineer University*, 20(S1): 3~6 (in Chinese with English abstract).
- Hu Jianyi, Niu Jiayu. 1994. Formation and distribution of heavy oil bitumen resources in China. *Oil & Gas Geology*, 15(2): 105~112 (in Chinese with English abstract).
- Li Chunguang. 1996. An approach to genetic mechanism of heavy oil reservoir in Dongying depression. *SOGI (Special Oil and Gas Reservoir)*, 3(1): 1~5 (in Chinese with English abstract).
- Li Sumei, Li Maowen, Pang Xiongqi, Jin Zhijun. 2003. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay Basin — part 1: source rock characterization. *Organic Geochemistry*, 34(3): 389~412.
- Li Sumei, Pang Xiongqi, Qiu Guiqiang, Gao Yongjin, Sun Xinian. 2004. Formation and distribution of stratigraphic & subtle traps in the north steep slope of Dongying depression, East China. *Oil & Gas Geology*, 25(4): 416~421 (in Chinese with English abstract).
- Niu Jiayu, Hong Feng. 2002. Exploratory prospects of unconventional oil-gas resources in China. *Petroleum Exploration and Development*, 29(5): 5~7 (in Chinese with English abstract).
- Peters K E, Moldowan J M. 1993. Guide to the application of biological markers. Prentice-Hall, 92~198.

- Peters K E, Moldowan J M, McCaffrey M A, Fago F J. 1996. Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics. *Organic Geochemistry*, 24(8~9): 765~783.
- Seifert W K, Moldowan J M. 1979. The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oils. *Geochimica. et Cosmochimica. Acta*, 43: 111~126.
- Trendel J, Builhem J, Crisp P, et al. 1990. Identification of two C-10 demethylated C₂₈ hopanes in biodegraded petroleum. *Journal of the Chemical Society, Chemical Communications*, 424~425.

Characteristics and Genetic Mechanisms of Heavy Oils on the North Steep Slope of the Dongying Depression in the Bohai Bay Basin, East China

QIU Guiqiang¹⁾, LI Sumei^{2,3)}, PANG Xiongqi^{2,3)}, GAO Yongjin¹⁾, SUN Xinian¹⁾

1) Shengli Oilfield Company Limited, SINOPEC, Dongying, Shandong, 257015

2) Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, University of Petroleum, Beijing, 102249

3) Basin and Reservoir Research Center, University of Petroleum, Beijing, 102249

Abstract

Considerable heavy oils were discovered on the North Steep Slope (NSS) of the Dongying Depression in the Bohai Bay Basin. Oils from the NSS and adjacent Lijing Sag were collected for detail qualitative and quantitative investigation. It was observed that most of the oils from the NSS were subjected to biodegradation or water-washing, which result in saturated hydrocarbons and aromatics of the oils that are depleted in certain degree and absence of 25-norhopanes in most of the oils. It was observed that the oils with different degrees of deformation were mixed commonly in NSS based on composition and relative distribution of biomarkers, suggesting probably at least two main periods of oil charging in the area. The results also show that biomarkers quantification absolutely is useful for identifying the level of biodegradation and providing information of resistant ability of the biomarkers in the oils against microbial removal. According to detail geological and hydrological investigations combined with geochemistry, we suggest that chemically, biologically and physically such actions as biodegradation, water-washing and oxidation are the main genetic mechanisms resulting in the formation of heavy oils, which make most light components of crude oil escaped while heavy components concentrated. It is concluded that special geological backgrounds such as weathering crust of burial hills on the NSS, high-porosity and high-permeability coarse sands and conglomerates of orderly distributed fan reservoirs, shallow buried oil pools, poor cap rock property and lateral plugging conditions, and development of complex faults and several unconformities are the most essential factors responsible for the formation of heavy oils on the NSS. Coexistence of heavy oils and relative normal oils on the NSS indicates that there is still a good prospect for the exploration of normal oils.

Key words: heavy oil; biomarkers; biodegradation; North Steep Slope; fan