

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2020.331>



渤海湾盆地黄河口凹陷渤中29-6油田 原油稠化机制及成藏模式

王飞龙, 汤国民, 陈容涛, 王广源, 于倩

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘要: 渤中29-6油田位于黄河口凹陷北部陡坡带, 具有双洼供烃的有利位置, 已发现原油整体表现为稠油特征, 生标特征复杂多样, 其油气来源及稠油成因机理尚不明确。在前人研究基础之上, 基于原油分析化验数据, 利用地球化学分析方法, 系统梳理了渤中29-6油田稠油来源, 阐明了该原油稠化机理, 并建立了原油的稠化模式及成藏模式, 结果表明: (1) 渤中29-6油田表现为双洼混合供烃的特征, 其中高硫油主要来源于黄河口东洼, 而低硫油主要来源于黄河口中洼; (2) 渤中29-6油田整体表现为浅层稠油, 其原油物性受二次充注作用、断层活动性、母源条件这3个因素的联合控制, 其中断层活动性控制整体原油稠化级别, 二次充注作用和母源条件分别可以改善和加剧原油稠化作用, 并形成了低熟-弱断弱充注、成熟-强断弱充注、成熟-强断强充注、低熟-强断强充注这4种原油稠化模式; (3) 渤中29-6油田具有双洼供烃成藏模式, 且因距离洼陷远近而不同, 近源形成单洼供烃-断裂垂向输导-强/弱充注-强降解-源上稠油成藏模式, 远源形成双洼供烃-砂体或不整合侧向输导-弱充注-强/弱降解稠油成藏模式; (4) 渤中29-6油田围区可划分为4个区带: I区原油物性最好, II区和IV区稠化最严重, 物性最差, III区原油物性居中。由于二次充注作用可以明显改善原油物性, 中-轻原油勘探和开发应优选I区和III区。

关键词: 稠油来源; 稠油成因机制; 稠化模式; 物性预测; 黄河口凹陷; 渤海湾盆地; 石油地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2021)09-3189-14

收稿日期: 2020-09-08

Thickening Mechanism and Reservoir Formation Model of Bozhong 29-6 Oilfield in Huanghekou Sag, Bohai Bay Basin

Wang Feilong, Tang Guomin, Chen Rongtao, Wang Guangyuan, Yu Qian

Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300459, China

Abstract: Bozhong 29-6 oilfield is located in the northern steep slope zone of Huanghekou sag, which has a favorable position for hydrocarbon supply from double depressions. It has been found that the crude oil is characterized by thickened oil as a whole, and the characteristics of biomarkers are complex and diverse, and the source of oil-gas and the genetic mechanism of thickened oil are not clear. Based on previous studies and crude oil analysis, by using geochemical analysis method, the source and thickening mechanism of heavy oil in Bozhong 29-6 oilfield are clarified, and the thickening model and reservoiring model are established. The results show that (1) Bozhong 29-6 oilfield has the characteristics of double-depression mixed hydrocarbon supply. The high sulfur-oil mainly derives from the eastern depression of the Huanghekou sag, while the low sulfur-oil mainly derives from the middle depression of the Huanghekou sag; (2) Bozhong 29-6 oilfield group is of shallow heavy oil, and its crude oil properties are controlled by the combination of three factors, namely, secondary filling, fault activity and parent source characteristics. The

基金项目: 现代古生物学和地层学国家重点实验室开发课题计划项目(No. 203117); 中海石油(中国)有限公司“七年行动计划”重大科技专项课题(No. CNOOC-KJ 135 ZDXM 36 TJ 08 TJ)。

作者简介: 王飞龙(1981—), 男, 高级工程师, 硕士, 主要从事油气地球化学工作。ORCID: 0000-0001-6707-7633。E-mail: wangfl3@cnooc.com.cn

引用格式: 王飞龙, 汤国民, 陈容涛, 等, 2021. 渤海湾盆地黄河口凹陷渤中29-6油田原油稠化机制及成藏模式. 地球科学, 46(9):3189-3202.

properties of crude oil are controlled by the combination of three factors which are secondary charge, fault activity and maternal characteristics. Based on three factors, four oil thickening modes are identified, including immature-weak faulting-weak secondary charge, mature-strong faulting-weak secondary charge, mature-strong faulting-strong secondary charge, immature-strong faulting-strong secondary charge. (3) Bozhong 29-6 oilfield has double depression hydrocarbon supply and accumulation mode, which varies with the distance to the sag. Single depression hydrocarbon supply vertical transportation fault strong filling strong degradation heavy oil reservoir forming mode is formed near source, and double depression hydrocarbon supply sand body or unconformity lateral transportation weak filling strong/weak degradation heavy oil accumulation mode is formed at far source; the hydrocarbon supply from single depression near the source, vertical transportation of fault, strong/weak filling, strong degradation, and heavy oil accumulation mode above the source are formed, and the hydrocarbon supply sand body in double depression or unconformity lateral transportation weak filling strong/weak degradation heavy oil accumulation mode is formed in the far source. (4) The surrounding areas of Bozhong 29-6 oilfield can be divided into four zones: zone I has the best physical properties of crude oil, zone II and IV have the most severe thickening and the worst physical properties, and the crude oil in zone III is in the middle. Because the secondary filling can obviously improve the physical properties of crude oil, the exploration and development of medium light crude oil should select area I and area III.

Key words: heavy oil source; heavy oil genetic mechanism; thickening mode; physical property prediction; Huanghekou sag; Bohai Bay basin; petroleum geology.

0 引言

原油根据其粘度性质可以分为普通原油、普通稠油、特稠油和超稠油 4 种,按照国际标准,一般将地面脱气原油粘度大于 100 mPa·s (50 °C 时)的原油称为稠油(冯子辉等,2003).全球稠油、沥青砂、黑色页岩等非常规油气资源储量巨大,是重要的后备资源;国外主要分布在加拿大、委内瑞拉、俄罗斯和伊朗等国(Dusseault, 2001;李振宇等,2012),其中,加拿大西部盆地地下白垩统砂岩储层内和古生界的碳酸盐岩中的重油和沥青矿总资源量达 $2\ 664 \times 10^8\ \text{m}^3$ (Rubinstein *et al.*, 1977).我国稠油和沥青砂资源也极为丰富,在渤海湾、松辽、柴达木、准噶尔、塔里木、江汉等盆地均有分布,从中元古界至新近系均有成藏,储集层涵盖碎屑岩、火山岩、变质岩及碳酸盐岩(徐长贵等,2016;王冰洁等,2019;尚培等,2020).国内外学者对于稠油油藏开展了大量的研究(Connan, 1984; Aitken *et al.*, 2004; Huang *et al.*, 2004; 邱桂强等, 2004; 朱芳冰等, 2004; 李春梅等, 2005; 李素梅等, 2008; 胡守志等, 2009; 徐长贵等, 2016; 王冰洁等, 2019; 尚培等, 2020),主要包括流体性质、地球化学特征、稠油成因、成藏规律等方面,但多数研究仍局限于定性描述,而稠化模式研究与定量预测相对薄弱.

渤海海域位于渤海湾盆地的东部,稠油资

源非常丰富,超过一半的储量为稠油,特别是自 20 世纪 90 年代以来,在晚期成藏理论的指导下发现了一系列大中型稠油油田,累计发现三级石油地质储量超过 10 亿吨(徐长贵等, 2016).2017 年我国在富烃凹陷黄河口凹陷渤中 29-6 构造馆陶组 and 明化镇组下段取得重大发现,成功发现渤中 29-6 大中型油田,其原油性质与周边油田的普通原油形成巨大的差异,油藏整体埋深较浅,皆以稠油为主,且原油粘度纵向差异明显,物性复杂多变.基于上述已发现的油田,前人虽然对黄河口地区的烃源岩特征和油源特征开展了一定程度的研究,普遍认为黄河口凹陷以沙三段优质烃源岩供烃为主(孔庆莹等, 2009; 孙和风等, 2011; 傅强等, 2013b; 吴克强等, 2014; 许婷等, 2017),推测黄河口凹陷高硫主要来源于沙四段烃源岩(傅强等, 2013a; 杨海风等, 2019; 汤国民等, 2019),但是对于该地区稠油形成机理和稠化模式研究较少,尤其渤中 29-6 大中型油田作为新发现,相关研究尚未开展.本次研究通过对稠油来源、原油稠化控制因素的分析,探究渤中 29-6 油田稠油成因与稠化模式,为渤中 29-6 油田稠油开采和下一步油气勘探提供指导.

1 研究概况

黄河口凹陷位于渤海海域南部地区(图 1a),

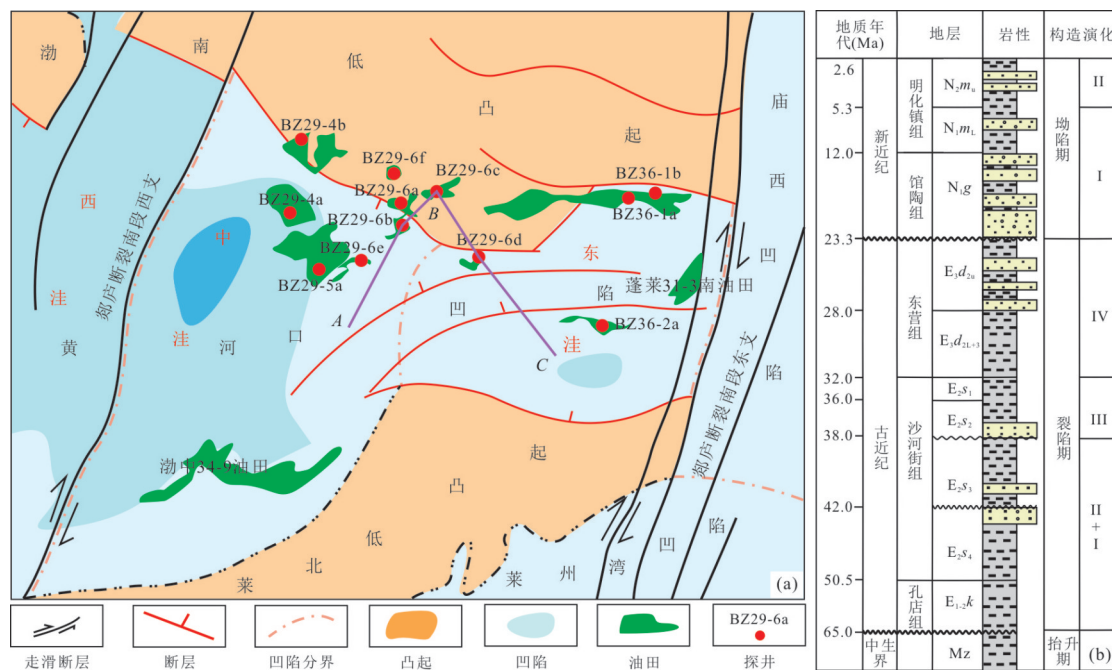


图1 黄河口凹陷构造单元划分及勘探概况

Fig.1 Division of structural units and exploration activities of the Huanghekou sag

北部紧邻渤南低凸起,南接莱北低凸起,凹陷总面积大约 2 570 km² (吴克强等, 2015; 姜雪等, 2018), 由郯庐断裂带贯穿, 被东西两支走滑断裂所分割, 东支走滑断裂将黄河口凹陷与庙西凹陷分割, 西支走滑断裂切割凹陷主体部分, 形成东西两个部分, 东侧凹陷内部转换带又进一步分割凹陷, 因此, 根据黄河口凹陷内部结构可以划分出 3 个次级洼陷: 西洼、中洼和东洼 (图 1b)。

目前人们在东洼和中洼已发现多个油田, 东洼包括: 渤中 36-2、渤中 36-1 和蓬莱 31-3 南 3 个油田, 除渤中 36-2 构造紧邻东洼中心, 油气层位于古近系, 其余构造油气层主要集中在馆陶组和明化镇组下段; 中洼包括: 渤中 29-4、渤中 29-5 和渤中 34-9 等多个油田, 渤中 29-4 和渤中 29-5 构造已发现油气集中在浅层明化镇组, 渤中 34-9 构造油气在古近系和新近系都有分布。而研究区渤中 29-6 油田位于黄河口凹陷北部陡坡带之上, 紧邻渤南低凸起南部边界断层, 由东洼和中洼共同夹持, 具有双洼供烃的有利位置, 发现的油气主要集中在馆陶组和明化镇组下段, 呈现为浅层成藏特征。

从目前黄河口凹陷钻井揭示的结果来看, 其自下而上包括 11 套地层: 潜山 (Mz)、孔店组 (Ek)、沙四段 (Es₄)、沙三段 (Es₃)、沙二段 (Es₂)、沙一段 (Es₁)、东三段 (Ed₃)、东二段 (Ed₂)、馆陶组 (Ng)、明

化镇组 (Nm) 和平原组 (Qp), 发育沙三段、沙一段和东三段 3 套湖相烃源岩层段 (孙和风等, 2011)。

2 原油物性特征

渤中 29-6 油田目前已发现的原油主要位于 2 000 m 以内, 以新近系浅层为主, 整体表现为重质-稠油性质, 密度值为 0.91~0.99 g/cm³, 平均值为 0.97 g/cm³ (图 2a), 粘度值跨度较大, 为 50.75~2 823.00 mPa·s, 平均值为 1 012.7 mPa·s (图 2b), 随着深度变浅粘度和密度呈现逐渐增大的趋势; 原油中含蜡量分布范围较广, 为 0.93%~12.30%, 平均值为 4.55%, 从低蜡油到高蜡原油均有分布, 但以低蜡和含蜡原油为主 (图 2c); 原油中含硫量为 0.24%~2.35%, 平均值为 0.66%, 表现出低硫油和高硫油两种原油性质, 但是整体以低硫油为主, 其中 BZ29-6c 和 BZ29-6d 井区原油性质相对复杂, 既有低硫油, 又有高硫油 (图 2d), 说明该地区可能存在多套供烃源岩。

3 稠油成因及来源分析

3.1 成因分析

渤中 29-6 油田整体呈现重质-稠油的特征 (图

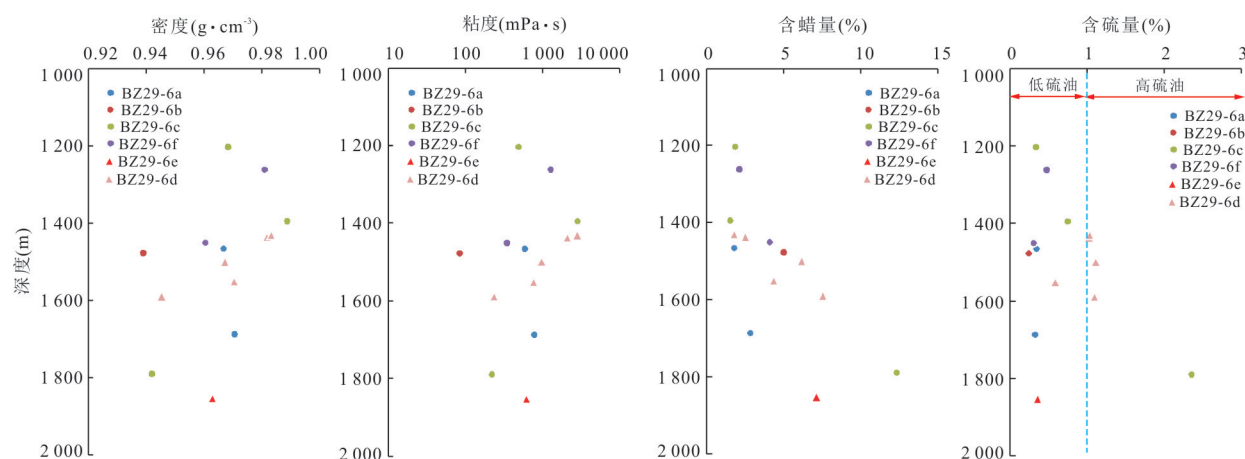


图2 渤中29-6油田原油物性特征

Fig.2 Crude oil physical characteristics of Bozhong 29-6 oilfield group

1),而对于稠油的形成,现阶段研究表明主要成因有两种(Connan, 1984; Aitken *et al.*, 2004; Huang *et al.*, 2004; 邱桂强等, 2004; 朱芳冰等, 2004; 李春梅等, 2005; 李素梅等, 2008):原生成因和次生成因.原生成因是由烃源岩热演化直接形成的稠油,称为原生稠油,一般形成于烃源岩热演化的早期阶段,多为未熟-低熟油;次生成因多发生于油藏形成后期,油源遭受次生改造形成的稠油,次生作用主要包括水洗、氧化和生物降解作用,使得原油中轻质烃类组分大量消耗,非烃类和沥青质含量增加,从而导致原油粘度和密度增大,增加到一定程度形成稠油.从目前世界上已发现的稠油油田来看,原生稠油一般很难形成规模性油藏,最为常见的为次生稠油;在次生变化过程中,水洗和氧化作用对原油稠化影响较小,且两者常与生物降解作用相伴生,微生物具有高效的稠化作用,因此,次生稠油主要由生物降解作用形成.

从渤中29-6油田原油总离子流色谱图(total ion chromatogram, 简称TIC图)上可以看出,饱和烃在谱图上普遍缺失,同时基线隆起存在UCM(unresolve comple mixtures)“鼓包”(图3),呈现出生物降解的特点.一般认为 C_{25} -降藿烷是生物降解的重要指标,也常被用来划分生物降解级别(倪春华等, 2005; 宋长玉, 2006),渤中29-6油田原油整体都出现较高丰度的 C_{25} -降藿烷,说明原油遭受了强烈的生物降解作用,且原油降解等级至少已经达到5~6级,甚至更高.但是,质量色谱图上甾烷系列

($m/z=217$)和藿烷系列($m/z=191$)化合物谱图形态完整,尚未出现缺失现象(图3),说明原油降解等级在6级以内.同时,BZ29-6c井原油硫含量高达2.35%,在TIC图上饱和烃完整,生物降解程度较弱, T_s/T_m 小于1,甾烷异构化程度低,属于低成熟度原油,但原油密度高达219.2 mPa·s(图3f),具有原生稠油的特征.

综合分析表明渤中29-6油田稠油主要由生物降解作用形成,伴随有一定程度原生稠油的贡献.虽然原油生物降解等级高达6级,但甾烷类和藿烷类化合物仍然可以作为该地区原油性质和油源分析的重要生物标志化合物参数,由于部分地区原油仍然显示有一定的饱和烃,在TIC图上出现双峰的特征,基线存在两个鼓包(图3a、3c、3d),说明油藏形成过程中存在一定程度的二次充注作用.

3.2 来源分析

在油源分析过程中,伽马蜡烷和 17α -重排藿烷/ 18α -30-降新藿烷(下文简称为: $C_{30}^*/C_{29}Ts$)常作为反映沉积环境的重要指标,一般来说伽马蜡烷含量越高说明原始沉积环境越咸, $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值越高反映水体环境氧化性越强(Peter *et al.*, 2005).前人普遍认为黄河口凹陷以沙三段优质烃源岩供烃为主,沙一、二段和东三段烃源岩成熟度相对较低,贡献较弱(孔庆莹等, 2009; 孙和风等, 2011; 傅强等, 2013b; 吴克强等, 2014; 许婷等, 2017),同时还认为黄河口凹陷东洼高硫主要来源于沉积环境相对咸化的沙四段烃源岩(傅强等, 2013a; 汤国民等, 2019; 杨海风等, 2019).

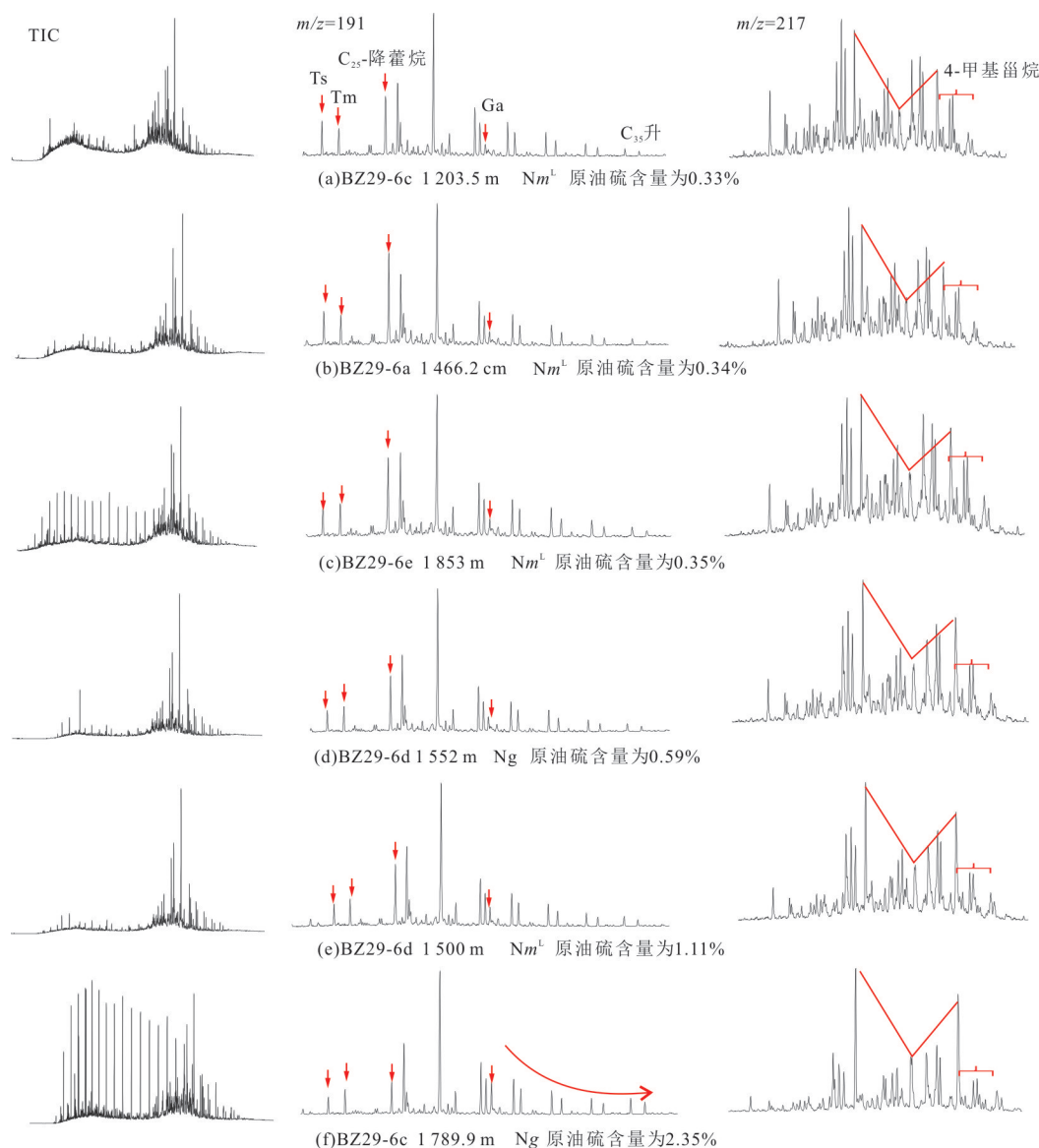


图3 渤中29-6油田原油饱和烃总离子流色谱图、藿烷和甾烷质量色谱图

Fig.3 Mass chromatograms of the saturated hydrocarbons of crude oil in Bozhong 29-6 oilfield group

由于渤中29-6油田位于中洼和东洼之间,具有双洼供烃的特点,已发现原油性质也表现出两种不同的特点:高硫油和低硫油。在色谱特征上,不论是高硫原油还是低硫原油都具有 $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ 的“L”型分布特征,具明显的 C_{27} 甾烷优势(图3),说明原油都以低等藻类生源贡献为主,但是供烃源岩形成环境具有较大差异性。低硫油具有低伽马蜡烷、低 C_{35} -升藿烷、高4-甲基甾烷的特征(图3a~3d),指示供烃源岩形成于相对淡化的沉积环境;而高硫油具有中-高伽马蜡烷、 C_{35} -升藿烷“翘尾”、中-低4-甲基甾烷的特征(图3e、3f),指示供烃源岩形成于相

对咸化的沉积环境,说明渤中29-6油田来源于两套不同的供烃源岩。

从中洼和东洼已发现原油的物性特征和生标特征来看,东洼原油硫含量都大于1%,分布范围为1.30%~3.56%,属于典型的高硫油,同时,伽马蜡烷含量较高,伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷比值主要分布在0.15~0.73, $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值较低,分布范围为0.10~0.27,具有 C_{35} -升藿烷翘尾的特征, C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值为0.87~1.77,4-甲基甾烷含量较低,甾烷异构化程度相对较低, $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)C_{29}$ 甾烷比值为0.40~0.44, $\alpha\alpha S/(S+R)C_{29}$ 甾烷比值为0.27~0.34,说明原油主要来源于东洼沉积环境相对

咸化的沙四段烃源岩. 而中洼原油含硫量普遍小于 1%, 属于低硫油, 同时, 伽马蜡烷含量较低, 伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷比值主要分布在 0.09~0.14, $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值较高, 分布范围为 0.47~0.61, C_{35} -升藿烷含量较低, C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值为 0.39~0.61, 4-甲基甾烷含量较高, 甾烷异构化程度相对较高, $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta) C_{29}$ 甾烷比值为 0.40~0.45, $\alpha\alpha S/(S+R) C_{29}$ 甾烷比值为 0.40~0.44, 说明原油主要来源于中洼沉积环境相对淡化的沙三段烃源岩(图 4).

通过详细的油-油对比分析, BZ29-6a、

BZ29-6b、BZ29-6e 井区原油含硫量较低, 含量为 0.24%~0.35%; 伽马蜡烷含量较低, 伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷比值主要分布在 0.08~0.12; $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值较高, 分布范围为 0.46~0.60; C_{35} -升藿烷含量较低, C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值为 0.54~0.61; 4-甲基甾烷含量较高; 甾烷异构化程度相对较高, $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta) C_{29}$ 甾烷比值为 0.43~0.49, $\alpha\alpha S/(S+R) C_{29}$ 甾烷比值为 0.41~0.44, 与渤中 29-4 和渤中 29-5 油藏原油特征相似, 说明两者来源于相同的供烃源岩, 以中洼沙三段烃源岩供烃为主.

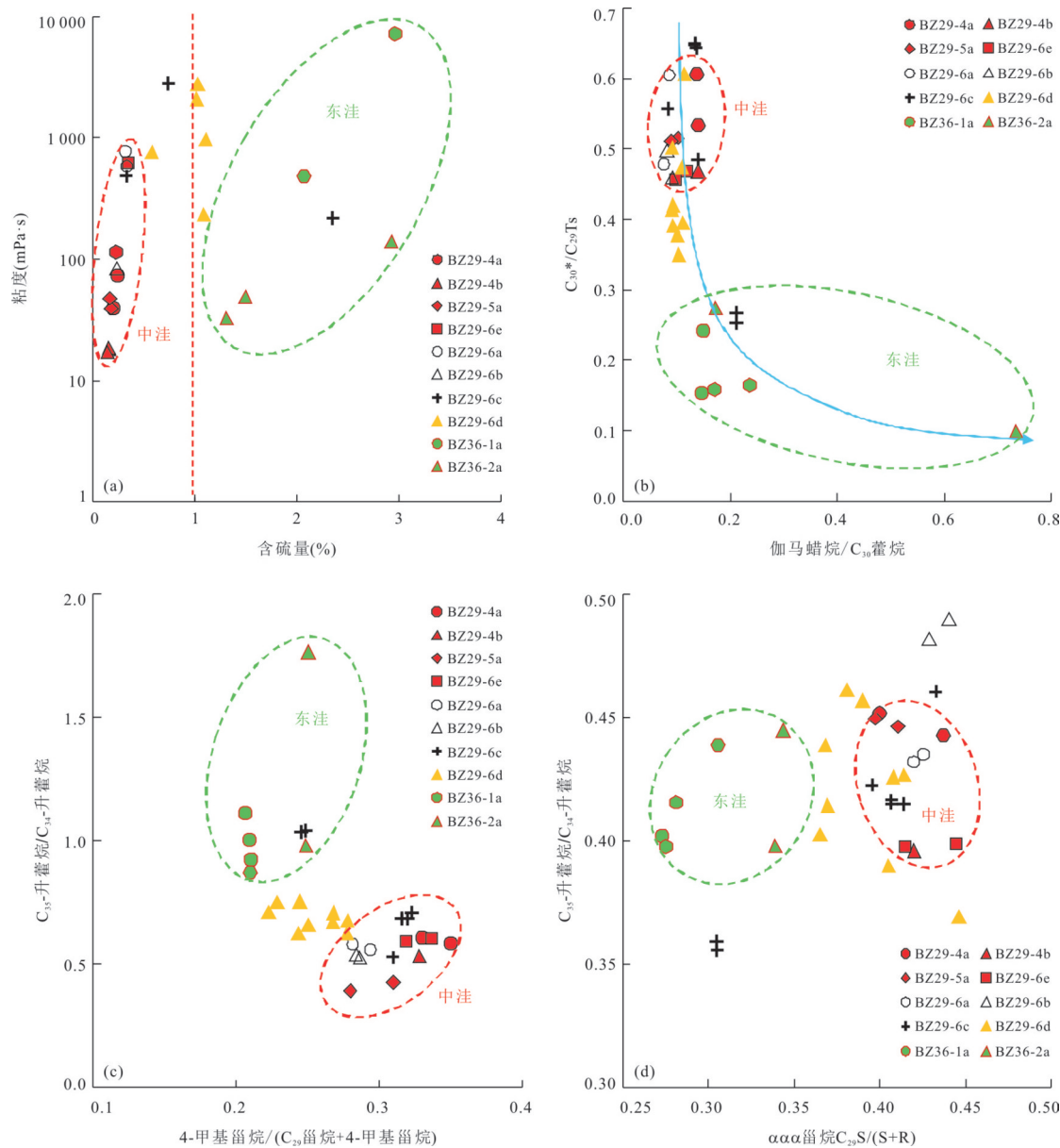


图 4 黄河口地区原油物性特征及生标参数特征

Fig.4 Physical properties and parametric relationship of biomarker compounds of oil from Huanghekou sag

而 BZ29-6c、BZ29-6d 井区相对复杂,既有低硫油又有高硫油,BZ29-6c 井区在明化镇组原油含硫量较低,为 0.33%~0.74%,伽马蜡烷含量较低,伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷比值主要分布在 0.08~0.14; C_{30}^*/C_{29} Ts 比值较高,分布范围为 0.49~0.65; C_{35} -升藿烷含量较低, C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值为 0.53~0.71;4-甲基甾烷含量较高;甾烷异构化程度相对较高, $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)C_{29}$ 甾烷比值为 0.41~0.46, $\alpha\alpha\alpha S/(S+R)C_{29}$ 甾烷比值为 0.40~0.43,与渤中 29-4 和渤中 29-5 油藏原油特征相似,主要来源于中洼沙三段烃源岩.而 BZ29-6c 井区在馆陶组原油含硫量较高,可达 2.35%,呈现高伽马蜡烷、低 C_{30}^*/C_{29} Ts、低 C_{35} -升藿烷、低 4-甲基甾烷、相对较低甾烷异构化的特征,与渤中 36-1 和渤中 36-2 油藏原油特征相似,主要来源于东洼沙四段烃源岩.BZ29-6d 井区全区油样含硫量整体不高,为 0.59%~1.11%,处于高硫油与低硫油分界处,伽马蜡烷含量较低,伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷比值主要分布在 0.09~0.11; C_{30}^*/C_{29} Ts 比值分布范围较宽,为 0.49~0.65; C_{35} -升藿烷含量较低, C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值为 0.62~0.75;4-甲基甾烷含量较低;甾烷异构化程度相对

较高, $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)C_{29}$ 甾烷比值为 0.37~0.46, $\alpha\alpha\alpha S/(S+R)C_{29}$ 甾烷比值为 0.37~0.45,同时具有东洼和中洼原油的共同特征,表现出东洼和中洼混合供烃的特征(图 4).

4 稠化机制及成藏模式

渤中 29-6 油田紧邻渤南低凸起南部边界断层,次级断裂异常发育,对油田的调整和改造具有重要作用,同时,原油普遍遭受生物降解作用,都具有较高的 C_{25} 降藿烷,降解等级达到 6 级,但是原油物性存在较大的差异性,粘度值跨度较大,为 50.75~2 823.00 mPa·s,平均值为 1 012.7 mPa·s(图 2b,表 1),存在正常原油,部分地区原油仍然显示有部分饱和烃特征,TIC 图上出现双峰的特征,存在一定程度的二次充注作用,说明该地区稠化过程极为复杂,为了进一步分析原油稠化的成因机制,本次研究在讨论研究区原油稠化控制因素的基础之上,总结渤中 29-6 地区稠油稠化模式.

4.1 原油稠化主控因素分析

4.1.1 二次充注作用 原油中轻质组分越高,物性越好;生物降解作用导致轻质组分变少,重

表 1 黄河口中洼和东洼地区油田断层活动性及原油地球化学参数

Table 1 Fault activity and crude oil geochemical parameters in Zhongwa and Dongwa areas of the Yellow River depression

井号	序号	平均深度 (m)	层位	断距 (m)	粘度 (mPa·s)	含硫量 (%)	C_{25} 降藿烷/ C_{30} 藿烷	(Pr+Ph)/ C_{30} 藿烷
BZ29-6a	1	1 466.2	Nm ^L	100	585.2	0.34	0.64	0.11
	2	1 687.4	Ng	100	776.5	0.32	0.47	0.06
BZ29-6b	1	1 477.5	Nm ^L	100	84.0	0.24	0.20	2.36
BZ29-6c	1	1 203.5	Nm ^L	90	486.4	0.33	0.41	0.17
	2	1 395.0	Nm ^L	90	2 823.0	0.74	0.86	0.38
	3	1 789.9	Ng	90	219.2	2.35	0.21	3.07
BZ29-6d	1	1 436.8	Nm ^L	60	2 088.0	1.02	0.50	0.22
	2	1 500.0	Nm ^L	60	969.3	1.11	0.40	0.26
	3	1 552.0	Ng	60	763.5	0.59	0.37	0.24
	4	1 590.0	Ng	60	234.2	1.09	0.25	0.33
BZ29-6e	1	1 853.0	Nm ^L	120	617.2	0.35	0.53	0.52
BZ29-5a	1	1 413.5	Nm ^L	95	39.4	0.19	0.12	2.88
	2	1 391.5	Nm ^L	95	47.8	0.17	0.09	2.88
BZ29-4b	1	1 435.5	Nm ^L	110	18.1	0.16	0.08	7.27
BZ36-1a	1	1 298.4	Nm ^L	40	7 193.0	2.96	0.22	0.06
BZ36-1b	1	1 412.4	Nm ^L	30	1 259.0	3.56	0.07	0.50
	2	1 549.3	Ng	30	221.4	2.90	0.01	0.70
	3	1 560.7	Ng	30	624.6	3.00	0.01	0.88

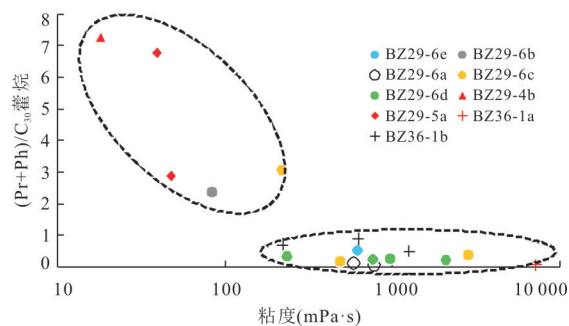


图 5 原油二次充注强度与粘度相关关系

Fig.5 Correlation between secondary charge strength and viscosity of crude oil

质组分相对含量急剧增加,物性急剧变差(Wenger *et al.*, 2002; Larter *et al.*, 2006);二次充注作用使得稠油中轻质组分增加,从而改善原油物性(牛君等, 2016).原油生物降解强度达到 6 级,其生物标志化合物中一般含有 C_{25} 降藿烷,且基本不含姥姣烷(Pr)和植烷(Ph),但是后期新鲜原油的二次充注作用,可以使得严重生物降解原油中,同时检测出 C_{25} 降藿烷、姥姣烷(Pr)和植烷(Ph),因此可以通过 $(Pr+Ph)/C_{30}$ 藿烷指数指示原油中二次充注强度.二次充注强度与粘度的相关关系显示(图 5),二次充注作用越强,原油粘度越小,尤其是 $(Pr+Ph)/C_{30}$ 藿烷指数超过 2 的强二次充注地区,原油物性改善效果较为明显, BZ29-4b、BZ29-5a、BZ29-6b 井由于强二次充注作用,使得遭受严重生物降解作用后,原油粘度仍然小于 100 mPa·s(表 1),属于正常原油范围;对于 $(Pr+Ph)/C_{30}$ 藿烷指数小于 2 的弱二次充注地区,原油物性改善效果较小,原油粘度都大于 100 mPa·s,最高达到 7 193 mPa·s.

4.1.2 母源差异性 二次充注作用较强的地区,由于新鲜原油的强烈改善作用,使得原油粘度整体较小(图 5),且 C_{25} 降藿烷/ C_{30} 藿烷指数偏小,不能真实反映原油生物降解强度与粘度之间的相关关系,但是弱二次充注地区原油生物降解强度与粘度之间的相关关系同样较差.通过统计不同含硫量原油生物降解强度与粘度相关关系(图 6),相近生物降解强度条件下,含硫量越高的原油稠化越严重,原油粘度越大,物性越差.前人研究认为(孔庆莹等, 2009; 孙和风等, 2011; 傅强等, 2013a, 2013b; 吴克强等, 2014; 许婷等, 2017; 杨海风等, 2019; 汤国民等, 2019),高硫原

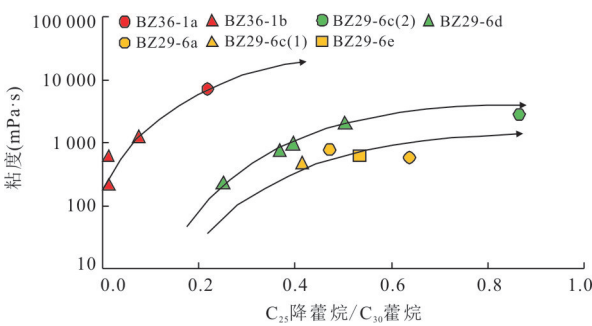


图 6 不同含硫量原油生物降解强度与粘度相关

Fig.6 Correlation between viscosity and biodegradation intensity of crude oil with different sulfur content

红色为含硫量 $>2\%$; 绿色为含硫量在 $0.5\% \sim 2.0\%$ 之间; 橙黄色为含硫量 $<0.5\%$

油($>2\%$)主要来自黄河口凹陷东洼沙四段咸化烃源岩,低硫原油($<0.5\%$)主要来自黄河凹陷中洼沙三段烃源岩,含硫原油($0.5\% \sim 2.0\%$)为黄河口凹陷东洼与中洼混源,因此,相近生物降解强度条件下,黄河口凹陷东洼贡献的原油稠化最严重,黄河口东洼与黄河口中洼混源的原油次之,黄河口中洼贡献的原油稠化最弱.黄河口东洼沙四段咸化烃源岩生成的高硫原油,成熟度较低(图 4d),属于原生稠油,原油中初始胶质、沥青质等重质成分相比黄河口中洼的成熟原油含量较高,因此在生物降解过程中,重质组分含量增加更多,导致原油稠化更严重.

4.1.3 断层活动性 活动断层控制的油藏,断层活动性越强,通过断层为油藏生物降解提供的水、氧气等养分越多,原油生物降解作用越强烈,造成原油粘度越大(郭永华等, 2010).本次研究用油藏控圈断层的断距大小来代表断层活动性强弱,统计了受二次充注作用影响较弱井的断距.由于研究区原油普遍存在 C_{25} 降藿烷,因此可以通过 C_{25} 降藿烷/ C_{30} 藿烷指数代表生物降解强度.根据断层活动性与生物降解强度相关关系看出(图 7),断距越大,断层活动性越强, C_{25} 降藿烷/ C_{30} 藿烷指数越高,当断距大于 70 m 时,原油中 C_{25} 降藿烷/ C_{30} 藿烷指数明显较高,反映出原油遭受生物降解作用越强,导致其原油稠化越严重,呈现出高粘度的特点.

综上所述,强二次充注地区,二次充注作用是原油物性主控因素,原油物性普遍较低,一般都小于 100 mPa·s,即使断层活动性较强,断距大于 90 m,呈现出的生物降解程度也相对较小,反映出

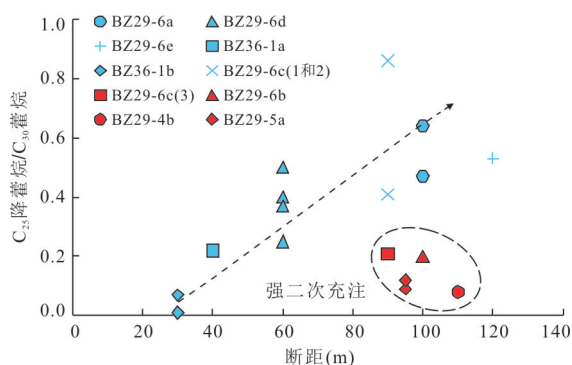


图7 断层活动性与原油生物降解强度相关关系

Fig.7 Correlation between fault activity and biodegradation intensity of crude oil

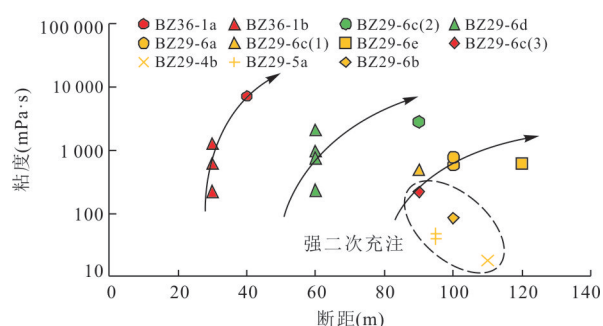


图8 断层活动性与原油物性相关关系

Fig.8 Correlation between fault activity and viscosity of crude oil

红色为含硫量>2%;绿色为含硫量在0.5%~2.0%之间;橙黄色为含硫量<0.5%

新鲜原油的充注速率超过生物降解作用的速率,使得 C_{25} 降萘烷的增加速率小于萘烷的补充速率,导致 C_{25} 降萘烷/ C_{30} 萘烷指数整体偏小,一方面有效地改善原油物性,整体呈现低粘度的特征,另一方面也掩盖了生物降解作用.对于二次充注作用较弱的地区,断层活动性控制原油物性,断层活动性越强(尤其是断距超过70 m时),原油遭受生物降解作用越强,原油粘度呈现倍数增加;同时,母源的差异性也可以加剧原油稠化作用,其中高硫原油主要来源于黄河口东洼,成熟度普遍较低,重质组分相对较多,低熟-高硫原油的含量越高,即使断层活动性相对较弱(断距小于60 m),轻微的生物降解作用也会导致原油稠化异常严重.因此,渤中29-6油田原油物性受控于二次充注强度,充注弱的地区断层活动性控制原油稠化级别,而母质来源会加剧原油稠化程度(图8).

4.2 原油稠化模式

基于研究区原油稠化控制因素分析,根据不同

井区稠油形成控制因素的差异性,可将渤中29-6油田分为4种原油稠化模式:

4.2.1 低熟-弱断弱充注模式 主要分布在BZ29-6d井区,该井区油藏断层活动性整体较弱,通过断层向油藏供给的生物降解养分较少,使得生物降解作用相对较弱.原油为黄河口东洼和中洼混合供烃,由于低熟高硫原油的混入,导致相近生物降解级别条件下,原油稠化更加严重.因此该井区主要为严重稠化原油,原油粘度最大(图9a).

4.2.2 成熟-强断弱充注模式 主要分布在BZ29-6a、BZ29-6c、BZ29-6e井区,该井区油藏断层活动性整体较强,通过断层向油藏供给的生物降解养分较多,使得生物降解作用相对较强.原油主要来自黄河口中洼,属于正常原油,符合常规原油稠化规律.因此该井区主要为中等稠化原油,原油粘度中等(图9b).

4.2.3 成熟-强断强充注模式 主要分布在BZ29-6b井区,该井区油藏断层活动性整体较强,通过断层向油藏供给的生物降解养分较多,使得生物降解作用相对较强.原油主要来自黄河口中洼,属于正常原油,符合常规原油稠化规律;由于该井区二次充注作用较强,使得原油物性得到极大改善,因此该井区主要为弱稠化原油,原油粘度最小(图9c).

4.2.4 低熟-强断强充注模式 主要分布在BZ29-6c井区的1789.9 m油层,该模式与成熟-强断强充注模式类似,但是该模式二次充注的原油为低熟高硫原油,使得原油物性改善作用减弱,因此该油层为中等稠化原油,原油粘度中等(图9d).

4.3 渤中29-6油田稠油成藏模式

综合上述,渤中29-6油田稠油主要分布在浅层的馆陶组和明化镇组下段,具有黄河口中洼和东洼双洼供烃的优势,东洼以沙四段烃源岩供烃为主,生成低熟-原生的高硫稠油,在油源断层的沟通作用下向上运移至BZ29-6d井区浅部地层.由于东洼充注作用较弱,中洼距离较远充注能力有限,同时遭受生物降解作用,原生稠油稠化程度被放大,因此,BZ29-6d井区原油粘度最大,在BZ29-6d井区形成了双洼供烃(东洼为主)-弱充注-弱降解稠油成藏模式.东洼生成油气一部分在BZ29-6d井区成藏,另一部分沿馆陶组砂体或底部不整合面发生侧向远距离运移至BZ29-6c井区,同时,中洼沙三段烃源岩生成的成熟油气在边界断层的沟通作用下运移至浅部地层,再经短距离侧向运移至BZ29-6c井区

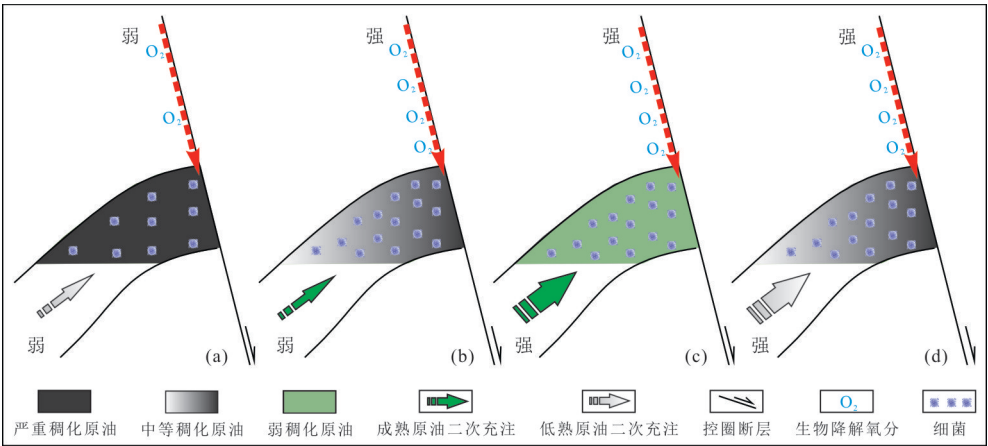


图 9 渤中 29-6 油田原油稠化模式

Fig. 9 Crude oil thickening model in Bozhong 29-6 oilfield group

氧分多少表示断层活动强弱;箭头大小表示充注强弱

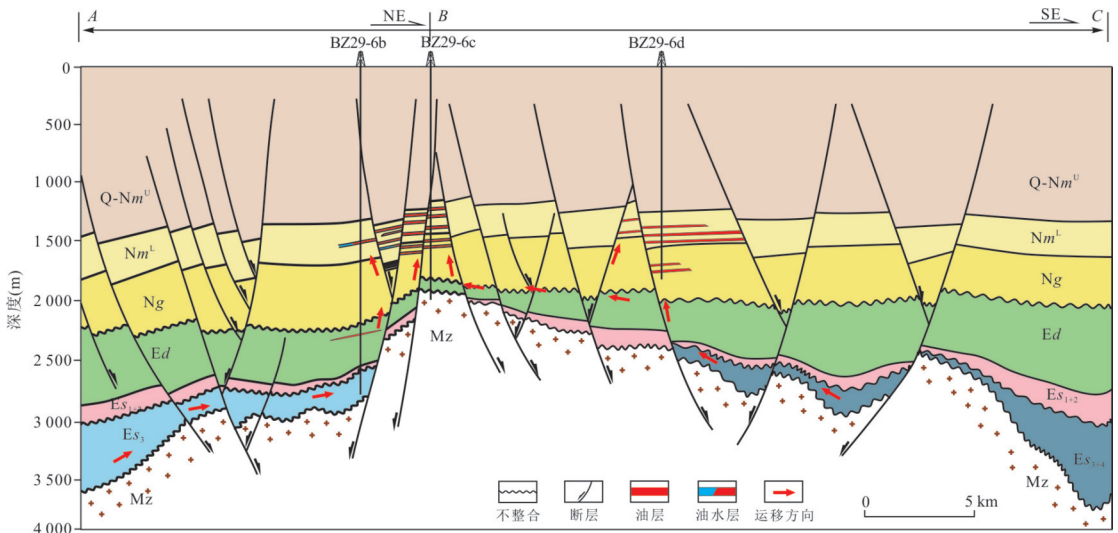


图 10 渤中 29-6 油田稠油成藏模式

Fig.10 Heavy oil accumulation model in Bozhong 29-6 oilfield

浅部储层,在 BZ29-6c 井区形成了双洼远源供烃(中洼为主)-弱充注-强降解稠油成藏模式.在 BZ29-6b 井区,中洼沙三段烃源岩生成的成熟油气直接由油源断层输导至浅部地层聚集,形成了单洼源供烃(中洼)-强充注-强降解稠油成藏模式(图 10).

5 渤中 29-6 围区原油物性预测

综合上述,渤中 29-4、5 地区受二次充注作用强烈,导致该地区原油稠化作用较弱,原油物性非常好;渤中 29-6 油田整体受断层活动性控制,稠化作用强烈,整体原油物性较差,断裂活动性越强,物性越差;其中 BZ29-6d、6g 井区还受母源条件影响,东洼来源油气伴随强烈的断

裂活动,稠化作用最强,原油物性最差.基于上述原油差异稠化主控因素分析,笔者对渤中 29-6 油田围区原油物性开展半定量油品性质预测,整体可以划分为 4 个原油物性区带: BZ29-6a、6b、6e 井区、渤中 29-4、5 地区为 I 区,该区离黄河口中洼成熟油源近,二次充注作用强,预测原油物性好,原油粘度在 10~100 mPa·s 左右;BZ29-6d、6g 井区为 II 区,该区离黄河口中洼成熟油源较远,二次充注作用弱,而且受到黄河口东洼低成熟油源影响,原油物性受断层活动性、低成熟油源双重影响,预测原油粘度在 1 000~3 000 mPa·s 左右;BZ29-6c、6f、6h 井区为 III 区,该区相对 II 区离黄河口中洼成

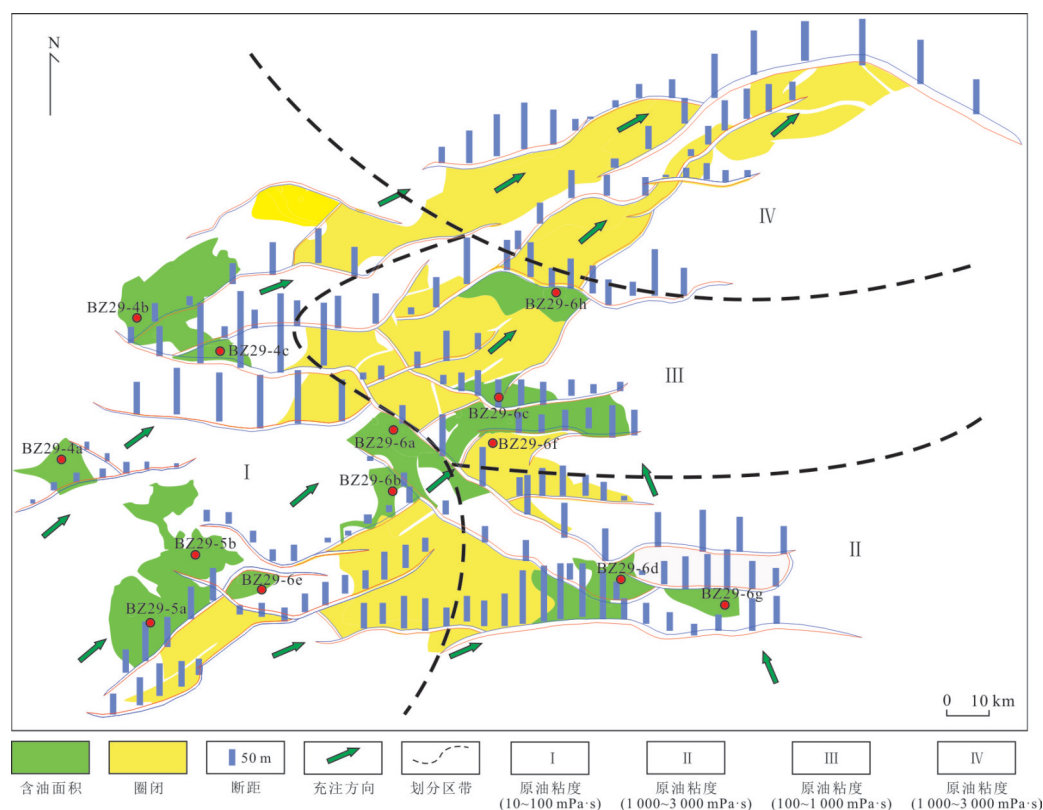


图11 渤中29-6油田围区原油物性分布预测

Fig.11 Prediction of crude oil physical property distribution in the surrounding area of Bozhong 29-6 oilfield

熟油源更近,具有一定程度的二次充注,原油物性受断层主控,可能会受到二次充注影响,物性变化复杂,预测原油粘度在100~1 000 mPa·s左右;渤中29-6油田北部为IV区,离黄河口中洼成熟油源远,二次充注弱,且断层活动性强,预测原油物性可能较差,原油粘度在1 000~3 000 mPa·s左右(图11)。

6 结论

(1) 渤中29-6油田稠油主要由次生生物降解作用形成,伴随一定原生稠油贡献,其油源为东洼沙四段烃源岩和中洼沙三段烃源岩。东洼原油主要为高硫油,具有高伽马蜡烷、低 $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值、高 C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值、较低4-甲基甾烷、较低成熟度的特征,由于充注强度有限,主要分布在BZ29-6c和BZ29-6d井区。中洼原油主要为低硫油,具有低伽马蜡烷、高 $C_{30}^*/C_{29}Ts$ 比值、低 C_{35} -升藿烷/ C_{34} -升藿烷比值、较高4-甲基甾烷、较高成熟度的特征,充注能力较强,整个渤中29-6油田都有分布。

(2) 渤中29-6油田浅层原油稠化受控于二次充注强度、烃源岩差异性、断层活动性这3个因素,二次充注作用是原油物性的主控因素,二次充注作用越强,原油呈现低粘特征。二次充注作用弱的地区,断层活动控制原油稠化等级,断层活动性越强,生物降解作用越明显,原油物性越差;而原生稠油会加剧原油稠化,即使遭受较弱生物降解作用,也可形成高粘度稠油。因此,根据不同井区原油稠化控制因素的差异性,笔者在渤中29-6油田建立了低熟-弱断弱充注、成熟-强断弱充注、成熟-强断强充注、低熟-强断强充注4种原油稠化模式。

(3) 渤中29-6油田馆陶组和明化镇组下段浅层原油虽具有双洼供烃优势,由断裂沟通油源垂向输导,但不同井区存在差异,在BZ29-6a、6e井区形成单洼供烃-弱充注-强降解稠油成藏模式,BZ29-6b井区为单洼供烃-强充注-强降解稠油成藏模式,馆陶组砂体和底部不整合面构成侧向输导,BZ29-6c井区形成了双洼远源供烃(中洼为主)-弱充注-强降

解稠油成藏模式, Z29-6d 井区形成了双注供烃(东注为主)-弱充注-弱降解稠油成藏模式。

(4) 基于渤中 29-6 油田稠化模式, 将围区划分为 4 个区带: I 区二次充注作用强, 原油物性最好; II 区和 IV 区断裂活动性强, 稠化最严重, 物性最差, 同时 II 区还受低熟-高硫原油的影响, 加剧原油稠化作用; III 区受 3 个因素共同控制, 由于具有一定程度的二次充注作用, 原油物性居中。

References

- Aitken, C. M., Jones, D. M., Larter, S. R., 2004. Anaerobic Hydrocarbon Biodegradation in Deep Subsurface Oil Reservoirs. *Nature*, 431(7006): 291–294. <https://doi.org/10.1038/nature02922>.
- Connan, J., 1984. Biodegradation of Crude Oils in Reservoirs. In: Brooks, J., Welte, D., Advances in Petroleum Geochemistry. Academic Press, London.
- Dusseault, M. B., 2001. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Canadian International Petroleum Conference, Calgary.
- Feng, Z. H., Liao, G. Z., Fang, W., et al., 2003. Formation of Heavy Oil and Correlation of Oil-Source in the Western Slope of the Northern Songliao Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 30(4): 25–28 (in Chinese with English abstract).
- Fu, Q., Liu, B. B., Xia, Q. L., et al., 2013a. Characteristics and Migration-Accumulation Directions of Sulfur-Rich Oils in BZ35/36 Structures in Huanghekou Sag, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 37–46 (in Chinese with English abstract).
- Fu, Q., Liu, B. B., Xu, C. H., et al., 2013b. The Couple Relationship of Quantitative Analysis of the Structures and Oil & Gas Accumulation in Huanghekou Depression, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(S2): 112–119 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y. H., Zhou, X. H., Li, J. P., et al., 2010. Crude Features and Origins of the Neogene Heavy Oil Reservoirs in the Bohai Bay. *Oil & Gas Geology*, 31(3): 375–380, 385 (in Chinese with English abstract).
- Hu, S. Z., Zhang, D. M., Tang, J., et al., 2009. Review of the Genesis of Heavy Oil. *Geological Science and Technology Information*, 28(2): 94–97 (in Chinese with English abstract).
- Huang, H. P., Larter, S. R., Bowler, B. F. J., et al., 2004. A Dynamic Biodegradation Model Suggested by Petroleum Compositional Gradients within Reservoir Columns from the Liaohe Basin, NE China. *Organic Geochemistry*, 35(3): 299–316. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2003.11.003>
- Jiang, X., Wu, K. Q., Liu, L. F., et al., 2018. Characteristics of Hydrocarbon Source Rock in Huanghekou Sag and Its Distribution in Sequence Stratigraphic Framework. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 48(5): 709–717 (in Chinese with English abstract).
- Kong, Q. Y., Zou, H. Y., Hu, Y. F., et al., 2009. Geochemical Characteristics of Paleogene Hydrocarbon Source Rock in Huanghekou Sag. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 24(2): 5–8 (in Chinese with English abstract).
- Larter, S., Huang, H. P., Adams, J., et al., 2006. The Controls on the Composition of Biodegraded Oils in the Deep Subsurface: Part II—Geological Controls on Subsurface Biodegradation Fluxes and Constraints on Reservoir-Fluid Property Prediction. *AAPG Bulletin*, 90(6): 921–938. <https://doi.org/10.1306/01270605130>
- Li, C. M., Li, S. M., Li, X., et al., 2005. Origin of the Heavy Oils from the Bamianhe Oilfield, Dongying Depression. *Geoscience*, 19(2): 279–286 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. M., Pang, X. Q., Gao, X. Z., et al., 2008. Genetic Mechanism of Heavy Oil in Western Depression of Liaohe River. *Science in China (Series D)*, 38(S1): 138–149 (in Chinese).
- Li, Z. Y., Qiao, M., Ren, W. P., 2012. Current Development of Venezuela Extra Heavy Crude and Canadian Oil Sands Processing. *Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section)*, 28(3): 517–524 (in Chinese with English abstract).
- Ni, C. H., Bao, J. P., Wang, P. H., et al., 2005. Novel Progress on Source Correlation of Biodegradation Crude Oil. *Xinjiang Petroleum Geology*, 26(6): 711–714 (in Chinese with English abstract).
- Niu, J., Huang, H. P., Jiang, W. L., et al., 2016. Factors such as Multi-Stage Charge Mixing and Biodegradation Affecting the Viscosity of Heavy Oil in the Le'an Oilfield. *Geochimica*, 45(5): 441–450 (in Chinese with English abstract).
- Peter, K. E., Walters, C. C., Moldowan, J. M., 2005. The Biomarker Guide. Cambridge University Press, Cambridge.
- Qiu, G. Q., Li, S. M., Pang, X. Q., et al., 2004. Characteristics and Genetic Mechanisms of Heavy Oils on the North Steep Slope of the Dongying De-

- pression in the Bohai Bay Basin, East China. *Acta Geologica Sinica*, 78(6): 854—862 (in Chinese with English abstract).
- Rubinstein, I., Stuaue, O. P., Spycherelle, C., et al., 1977. The Origin of the Oil Sand Bitumens of Alberta: A Chemical and a Microbiological Simulation Study. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 41(9): 1341—1353. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90077-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90077-1)
- Shang, P., Chen, H. H., Hu, S. Z., et al., 2020. Geochemical Characteristics of Crude Oil and Hydrocarbon Accumulation in the Ordovician of Yuqixi Area, Tarim Basin. *Earth Science*, 45(3): 1013—1026 (in Chinese with English abstract).
- Song, C. Y., 2006. Type and Formation Way of Severe Biodegradation Oil in Jiyang Depression. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 13(4): 15—17 (in Chinese with English abstract).
- Sun, H. F., Zhou, X. H., Peng, W. X., et al., 2011. Late-Stage Hydrocarbon Accumulation and Enrichment in the Huanghekou Sag, Southern Bahai Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 38(3): 307—313 (in Chinese with English abstract).
- Tang, G. M., Wang, F. L., Wang, Q. B., et al., 2019. Genesis and Accumulation Models of Sulfur-Rich Heavy Oil in Laizhou Bay Sag, Bohai Sea. *Oil & Gas Geology*, 40(2): 284—293 (in Chinese with English abstract).
- Wang, B. J., Xu, C. G., Wu, K., et al., 2019. The Neogene Extra-Super Heavy Oil Reservoir Characteristics and Formation Mechanism in Liaodong Bay Depression. *Earth Science*, 44(9): 3088—3100 (in Chinese with English abstract).
- Wenger, L. M., Isaksen, G. H., 2002. Control of Hydrocarbon Seepage Intensity on Level of Biodegradation in Sea Bottom Sediments. *Organic Geochemistry*, 33(12): 1277—1292. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(02\)00116-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(02)00116-X)
- Wu, K. Q., Jiang, X., Sun, H. F., 2015. Model of Lacustrine Source Rocks in Offshore Oil Kitchen Sags: A Case Study of Paleogene in Huanghekou Sag. *Geological Science and Technology Information*, 34(2): 63—70 (in Chinese with English abstract).
- Wu, K. Q., Wu, J. F., Liu, L. F., et al., 2014. Tectonic Transport and Its Impact on Hydrocarbon Accumulation: Two Cases of Bodong and Miaoqi Sag. *China Offshore Oil and Gas*, 26(2): 6—11 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Wang, B. J., Wang, F. L., et al., 2016. Neogene Extra Heavy Oil Accumulation Model and Process in Liaodong Bay Depression: A Case Study of Lvda 5—2N Oilfield. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 599—609 (in Chinese with English abstract).
- Xu, T., Hou, D. J., Zhao, Z. B., et al., 2017. Controlling Factors for the Development of High-Quality Source Rocks in Yellow River Mouth East Sag of Bohai Bay Basin. *Journal of Northeast Petroleum University*, 41(1): 11—20, 32 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H. F., Wang, D. Y., Gao, Y. F., et al., 2019. Neogene Natural Gas Genesis and Hydrocarbon Differential Enrichment Mechanism in the Basin Marginal Sag of Bohai Bay Basin: A Case Study of the Eastern Subbasin of Huanghekou Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 40(5): 509—518 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, F. B., Xiao, L. L., Tang, X. Y., 2004. Heavy Oil Genetic Types and Oil-Source Correlation in Western Depression, Liaohe Basin. *Geological Science and Technology Information*, 23(4): 55—58 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 冯子辉, 廖广志, 方伟, 等, 2003. 松辽盆地北部西斜坡区稠油成因与油源关系. 石油勘探与开发, 30(4):25—28.
- 傅强, 刘彬彬, 夏庆龙, 等, 2013a. 黄河口凹陷BZ35/36构造高硫原油特征及运聚方向. 石油学报, 34(1):37—46.
- 傅强, 刘彬彬, 徐春华, 等, 2013b. 渤海湾盆地黄河口凹陷构造定量分析与油气富集耦合关系. 石油学报, 34(S2):112—119.
- 郭永华, 周心怀, 李建平, 等, 2010. 渤海海域新近系稠油油藏原油特征及形成机制. 石油与天然气地质, 31(3): 375—380, 385.
- 胡守志, 张冬梅, 唐静, 等, 2009. 稠油成因研究综述. 地质科技情报, 28(2):94—97.
- 姜雪, 吴克强, 刘丽芳, 等, 2018. 黄河口凹陷烃源岩特征及其在层序地层格架中的分布. 西北大学学报(自然科学版), 48(5):709—717.
- 孔庆莹, 邹华耀, 胡艳飞, 等, 2009. 黄河口凹陷古近系烃源岩的地球化学特征. 西安石油大学学报(自然科学版), 24(2):5—8.
- 李春梅, 李素梅, 李雪, 等, 2005. 山东东营凹陷八面河油田稠油成因分析. 现代地质, 19(2):279—286.
- 李素梅, 庞雄奇, 高先志, 等, 2008. 辽河西部凹陷稠油成因机制. 中国科学(D辑), 38(S1):138—149.
- 李振宇, 乔明, 任文坡, 2012. 委内瑞拉拉超重原油和加拿大油砂沥青加工利用现状. 石油学报(石油加工), 28(3): 517—524.
- 倪春华, 包建平, 王鹏辉, 等, 2005. 生物降解原油的油源对比研究新进展. 新疆石油地质, 26(6):711—714.

- 牛君, 黄海平, 蒋文龙, 等, 2016. 乐安油田多期充注及生物降解作用对稠油黏度的影响分析. 地球化学, 45(5): 441—450.
- 邱桂强, 李素梅, 庞雄奇, 等, 2004. 东营凹陷北部陡坡带稠油地球化学特征与成因. 地质学报, 78(6): 854—862.
- 尚培, 陈红汉, 胡守志, 等, 2020. 塔里木盆地于奇西地区奥陶系原油特征及油气充注过程. 地球科学, 45(3): 1013—1026.
- 宋长玉, 2006. 济阳拗陷严重生物降解油的类型与形成途径. 油气地质与采收率, 13(4): 15—17.
- 孙和风, 周心怀, 彭文绪, 等, 2011. 渤海南部黄河口凹陷晚期成藏特征及富集模式. 石油勘探与开发, 38(3): 307—313.
- 汤国民, 王飞龙, 王清斌, 等, 2019. 渤海海域莱州湾凹陷高硫稠油成因及其成藏模式. 石油与天然气地质, 40(2): 284—293.
- 王冰洁, 徐长贵, 吴奎, 等, 2019. 辽东湾拗陷新近系特-超稠油油藏特征及形成机理. 地球科学, 44(9): 3088—3100.
- 吴克强, 姜雪, 孙和风, 2015. 近海富生油凹陷湖相烃源岩发育模式: 以黄河口凹陷古近系为例. 地质科技情报, 34(2): 63—70.
- 吴克强, 吴景富, 刘丽芳, 等, 2014. 构造迁移及其对油气成藏的影响: 以渤海渤东、庙西凹陷为例. 中国海上油气, 26(2): 6—11.
- 徐长贵, 王冰洁, 王飞龙, 等, 2016. 辽东湾拗陷新近系特稠油成藏模式与成藏过程: 以旅大 5-2 北油田为例. 石油学报, 37(5): 599—609.
- 许婷, 侯读杰, 赵子斌, 等, 2017. 渤海湾盆地黄河口东洼优质烃源岩发育控制因素. 东北石油大学学报, 41(1): 11—20, 32.
- 杨海风, 王德英, 高雁飞, 等, 2019. 渤海湾盆地盆缘洼陷新近系天然气成因与油气差异富集机理: 以黄河口凹陷东洼为例. 石油学报, 40(5): 509—518.
- 朱芳冰, 肖伶俐, 唐小云, 2004. 辽河盆地西部凹陷稠油成因类型及其油源分析. 地质科技情报, 23(4): 55—58.