

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2025.066>



# 老油田低勘探区油气重要发现与启示： 以渤海湾盆地东濮凹陷西南洼为例

徐田武<sup>1</sup>, 段金宝<sup>2</sup>, 张成富<sup>1</sup>, 高永涛<sup>1</sup>, 张莹莹<sup>1</sup>

1. 中石化中原油田分公司勘探开发研究院,河南濮阳 457001

2. 中石化中原油田分公司,河南濮阳 457001

**摘要:**为突破东濮凹陷西南洼低勘探程度区,解决老油田增储保矿权的难题,采用饱和烃色质谱及天然气碳同位素等分析测试手段,分析了油气源及成藏模式。发现该区发育三种原油和两种天然气,即低伽玛蜡烷指数的原油、中伽玛蜡烷指数的原油及高伽玛蜡烷指数的原油,上古生界的煤成气和煤成气与油型气混合形成的混合气。油源对比表明,低伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三中层系的淡水岩,中伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三上层系的咸化岩,高伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三下-沙四上层系的超咸化岩。西南洼油气具有“多源供烃、构造控藏、断砂控富”的成藏特征,4种油气成藏模式(多级断阶、y型、反y型、和负花状),大断裂高效输导对西南洼的油气成藏具有控制作用。烃源岩及成藏的突破性认识是老油田低勘探程度区勘探成功的关键,研究成果对同类型盆地勘探具有一定借鉴意义。

**关键词:**低勘探程度区;东濮凹陷;伽玛蜡烷指数;煤成气;西南洼;石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2026)01-257-15

收稿日期: 2024-10-28

## Significant Oil and Gas Discoveries and Inspirations in Underexplored Areas of Old Oil Fields: A Case Study of Southwest Sag in Dongpu Depression, Bohai Bay Basin

Xu Tianwu<sup>1</sup>, Duan Jinbao<sup>2</sup>, Zhang Chengfu<sup>1</sup>, Gao Yongtao<sup>1</sup>, Zhang Yingying<sup>1</sup>

1. Research Institute of Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield, SINOPEC, Puyang 457001, China

2. Zhongyuan Oilfield, SINOPEC, Puyang 457001, China

**Abstract:** To address the challenge of increasing reserves and preserving mining rights in old oil fields, particularly in the underexplored southwestern depression of the Dongpu Depression, this study employed saturation hydrocarbon chromatography and natural gas carbon isotope analysis to investigate the oil and gas sources and their entrapment patterns. The results revealed three types of crude oils and two types of natural gases in the area, namely, the low gammacerane index crude oil, medium gammacerane index crude oil, and high gammacerane index crude oil, as well as Upper Paleozoic coal-derived gas and a mixture of coal-derived gas and oil-type gas. Oil-source correlation indicates that low gammacerane index crude oil primarily originates from freshwater source rocks in the middle third submember of the Shahejie Formation. Medium gammacerane index crude oil mainly

**基金项目:**油气重大专项(No. 2024ZD1400100);中石化科技部项目(No.P25032).

**作者简介:**徐田武(1981—),男,正高级工程师,主要从事油气成藏研究。ORCID: 0009-0004-8027-2010. E-mail: xutw.zyyt@sinopec.com

**引用格式:**徐田武,段金宝,张成富,高永涛,张莹莹,2026.老油田低勘探区油气重要发现与启示:以渤海湾盆地东濮凹陷西南洼为例.地球科学,51(1):257-271.

**Citation:** Xu Tianwu, Duan Jinbao, Zhang Chengfu, Gao Yongtao, Zhang Yingying, 2026. Significant Oil and Gas Discoveries and Inspirations in Underexplored Areas of Old Oil Fields: A Case Study of Southwest Sag in Dongpu Depression, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 51(1): 257-271.

comes from saline source rocks in the upper third submember of the Shahejie Formation. High gammacerane index crude oil predominantly stems from hypersaline source rocks in the lower third submember of the Shahejie Formation. The oil and gas in the Southwest Sag exhibit a “multi-source hydrocarbon supply, structure-controlled reservoir, and fault-sand controlled richness” entrapment characteristic. Four distinct types of oil and gas entrapment patterns were identified: multi-level fault steps, Y-shaped, inverted Y-shaped, and negative flower-like. Major fault plays a controlling role in the entrapment of oil and gas in the Southwest Sag. The breakthrough understanding of hydrocarbon source rocks and entrapment mechanisms is critical to the successful exploration of underexplored areas in old oil fields. These findings provide valuable insights and reference significance for similar basins, particularly in optimizing strategies exploration and enhancing reserve discovery in old oil fields.

**Key words:** underexplored area; Dongpu Depression; gammacerane index; coal-derived gas; Southwest Sag; petroleum geology.

## 0 引言

东濮凹陷是一个既富油又富气的凹陷,面积约5 300 km<sup>2</sup>(图1)(边雷博,2018)。经过四十余年的勘探开发,勘探难度越来越大,已探明石油58 573.07×10<sup>4</sup> t、天然气1 389.51×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。其中92%的石油探明储量分布在中央隆起带北部的盐岩发育区,石油探明储量丰度约为23×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>,广袤的无盐区原油探明储量丰度约为1.5×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>。盐岩发育区为高丰度烃源岩发育提供有利条件,控制了东濮凹陷油气分布。无盐区为淡水沉积环境,一直未取得突破性进展,勘探程度低(谈玉明等,2015;国殿斌等,2017a;余海波等,2018;李继东等,2019;余海波等,2019;李令喜,2021;吴宇辰等,2024)。

近年来,在东濮凹陷西南洼低勘探区发现了多套形成于咸水环境的高丰度烃源岩(汪超,2017),打破了低勘探程度区不发育高丰度烃源岩的认识。部署的何301井沙二段获日产油37.76 m<sup>3</sup>、日产气3 439 m<sup>3</sup>高产工业气流;何302井沙二段获日产油25.4 m<sup>3</sup>、日产气6 660 m<sup>3</sup>,新发现的沙三上新层系试油获日产油10.1 m<sup>3</sup>、日产气461 m<sup>3</sup>。

探井的连续突破,坚定了向老油田低勘探程度区进军的信心。同时,对低勘探程度区缺乏评价研究、投资不足制约下一步勘探部署的缺陷也逐渐显现。前人研究焦点集中在凹陷南北不同沉积环境之间的关系(杜海峰等,2008)、不同盐度对烃源岩的影响(李被,2018)或者对东濮凹陷进行整体的含油性评价(王则,2022),还有对东濮凹陷油气成藏期次的研究(胡涛,2018)。但对低勘探程度区的油气源及成藏缺乏系统性研究探讨。本文以西南洼为例,采用饱和烃色质谱及天然气碳同位素等地球化学分析方法,系统研究了该区油气源特征及成藏模式。油气源及成藏机制的新认识,为老油田低勘探程度区的勘探突破提供了重要指导,

同时对同类型盆地的勘探具有重要借鉴意义。

## 1 区域地质背景

西南洼地区位于东濮凹陷的西南部,沉积面积约为800 km<sup>2</sup>(图1)(边雷博,2018)。研究区为长垣断层和黄河断层夹持的双断裂洼陷,长垣断层和黄河断层对研究区的构造展布和沉积演化具有重要影响,东倾的长垣断层是西部斜坡带与西南洼的分界断层,西倾的黄河断层是西南洼与中央隆起带的分界线。工区自上而下发育地层为第四系(平原组)、新近系(明化镇组和馆陶组)、古近系(东营组、沙河街组等)、中生界及上古生界等地层。东濮凹陷沙河街组是重点的烃源岩地段,其中沙三下亚段主要为泥岩与盐岩互层沉积,厚800~1000 m;沙三中亚段为砂泥岩互层,厚500~600 m;沙三上亚段的下部为泥岩、盐岩及油页岩互层沉积,厚400~450 m。该地区的油气勘探始于1976年,共钻井52口,工业油气流井19口,已发现赵庄、南湖、方里集油气田,西南洼地区累计探明石油储量100.55×10<sup>4</sup> t、天然气5.79×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,控制石油储量641.35×10<sup>4</sup> t,预测石油储量498.47×10<sup>4</sup> t。

## 2 样品和分析方法

采集分析烃源岩样品33个,由于构造部位不同,样品深度有一定的差异,主要分布在沙一下(2个)、沙三上(5个)、沙三中(12个)、沙三下(8个)和沙四上(6个)。本次研究利用双阀门高压钢瓶进行天然气样品采集,天然气组分、碳同位素的分析工作均由中石化无锡地质研究实验室完成。在安捷伦7890B-5977A气相色谱-质谱联用仪上进行饱和烃分析,所用色谱柱为MS HP-5毛细管柱(30 m×0.25 mm×0.25 μm)。色谱分析仪器升温程序为:色谱炉初始温度120 °C恒温2 min,随后以4 °C/min升温

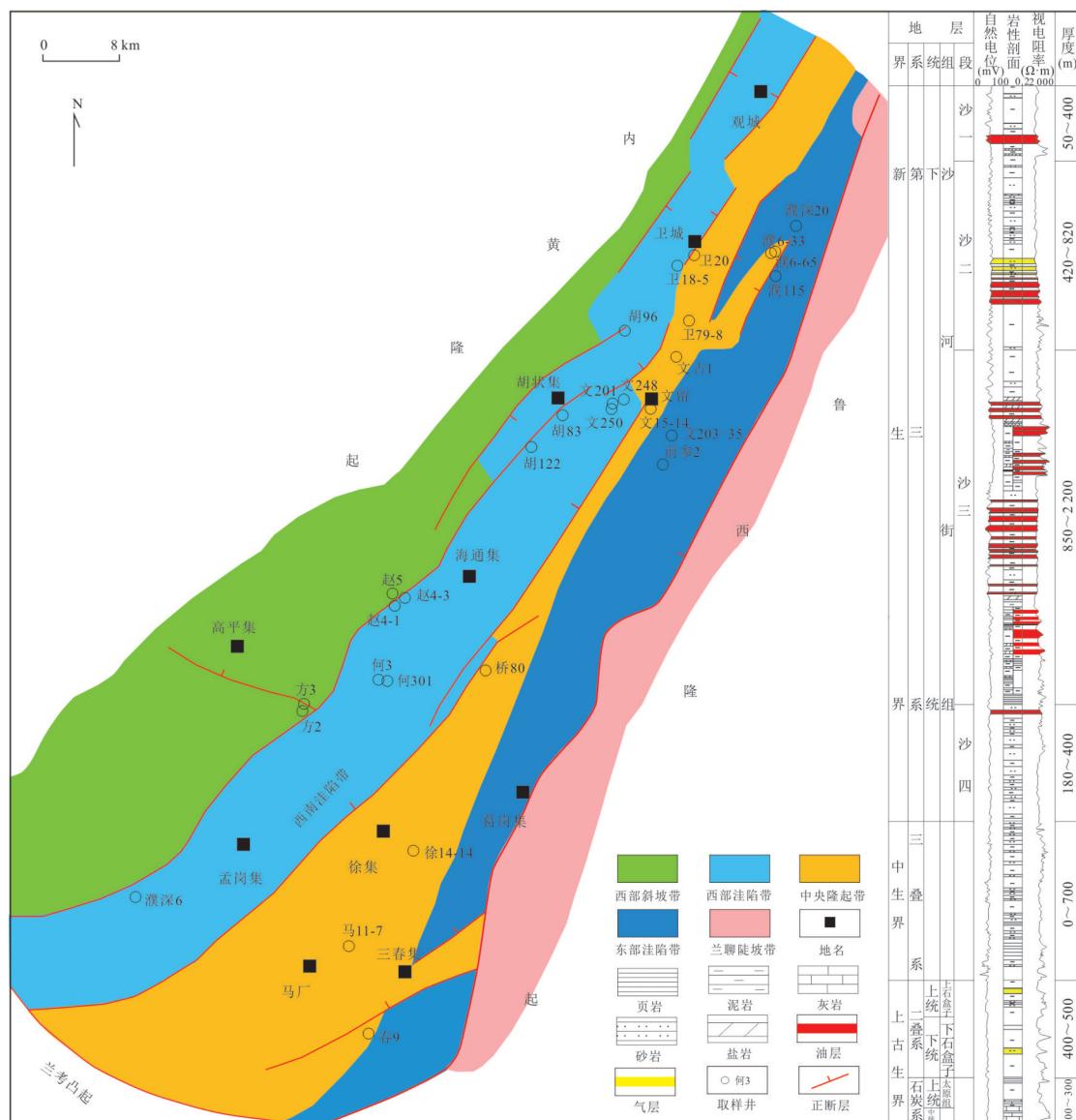


图1 东濮凹陷构造刚要图及取样井分布

Fig.1 The structural contour map of the Dongpu Depression and the distribution of the sampling wells

至 300 °C 并恒温 13 min. 载气为氦气，流速为 1.0 mL/min，进样口压力为 15.475 psi，进样口温度设定为 300 °C。质谱检测采用 EI+ 电离源，离子源温度 230 °C，传输线温度 300 °C。在多离子检测模式下进行扫描，扫描范围为 50~600 μ，样品溶解于正己烷中进行分析。单体烃碳同位素及包裹体分析使用 GC-IRMS 进行单体烃碳同位素分析，该仪器质量数范围为 1~80 Dalton(3 kV 条件下)，分辨率大于 95，灵敏度 S 值大于 10 A/Pa，测量精度 E.P 小于 0.004%。包裹体测温分析在 LINKAM THMS600 型冷热台上进行，温度控制范围为 -190~600 °C。升温过程中，在 100 °C 时最大加热速率可达 150 °C/min，最大制冷速率为 50 °C/min。该仪器具有极高的

温度分辨率( $0.01\text{ }^{\circ}\text{C}$ )和优异的温度稳定性,其中在 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上温度稳定性为 $\pm 0.05\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下为 $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,可确保实验数据的准确性和可重复性.

### 3 西南洼地区油气源对比

通过对东濮凹陷不同地区不同层系烃源岩伽玛蜡烷指数的测试分析,发现伽玛蜡烷指数能够较好地区分不同地区和层系的烃源岩(图2).例如东濮凹陷黄河南地区(三春集、马厂、徐集、新霍、桥口地区)没有盐岩的发育,统计了该区沙三-沙四不同层系共67块烃源岩的伽玛蜡烷指数,发现96%的烃源岩伽玛蜡烷指数小于0.5,平均值仅

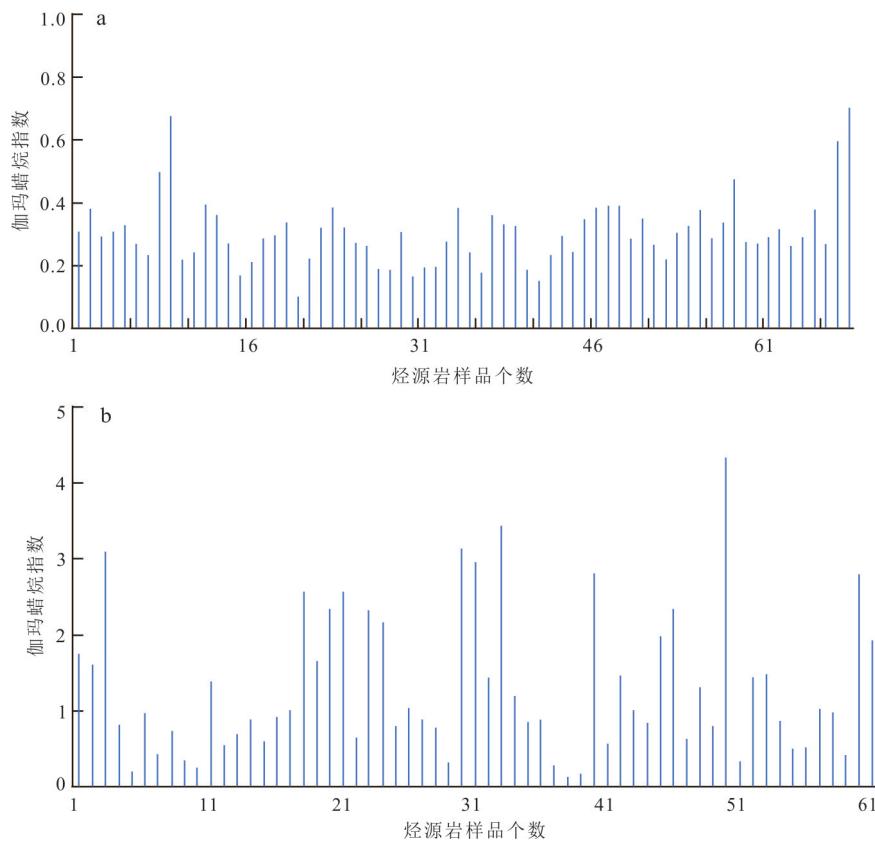


图 2 东濮凹陷不同地区烃源岩伽玛蜡烷指数特征分布

Fig.2 Distribution of gammacerane index characteristic of source rocks in different areas of Dongpu Depression

a. 淡水区; b. 含盐区

为 0.21; 仅有 4% 的烃源岩伽玛蜡烷指数介于 0.5~1.0 之间, 测试的烃源岩样品伽玛蜡烷指数没有超过 1.0 的。同样对东濮凹陷北部(含盐区)烃源岩不同层系的伽玛蜡烷指数测试分析, 发现该值变化幅度大, 有 21% 的烃源岩样品伽玛蜡烷指数大于 2.0, 其主要分布在沙三下-沙四上(文 23 盐)段; 20% 的烃源岩样品伽玛蜡烷指数介于 1~2 之间, 49% 的烃源岩样品伽玛蜡烷指数介于 0~1 之间, 分布在沙三上-沙三中。伽玛蜡烷指数小于 0.5 的烃源岩样品, 北部含盐区分布比较匮乏, 统计分析发现仅有 16% 的烃源岩样品伽玛蜡烷指数小于 0.5。东濮凹陷不同地区(含盐区与无盐区)、不同层系(沙三下-沙四上文 23 盐发育段与沙三中-沙三上)的伽玛蜡烷指数均表现出明显的差别。

伽玛蜡烷指数(伽玛蜡烷/ $C_{30}$  霍烷)是一种典型的生物标志化合物, 根据其值大小可以判识东濮凹陷不同类型的沉积环境及水体咸度, 结合典型生物标志化合物分析区域地质特征, 发现西南洼地区存在多类型的烃源岩。

### 3.1 咸水环境中的油源对比

西南洼存在一种类型的原油, 其伽玛蜡烷指数介于 0.5~1.0 之间, 该类型的原油在西南洼的不同构造带均有所发现。例如位于方里集构造带上的方 2 井沙三中原油(3 951.8~3 965.6 m)的伽玛蜡烷指数为 0.52, 位于南何家构造上的何 301 井沙二下原油(3 794.8~3 822.9 m)的伽玛蜡烷指数为 0.80, 位于赵庄构造带上的赵 4-3 井沙二下原油(3 002.3~3 125.9 m)的伽玛蜡烷指数为 0.53, 上述 3 口井的原油伽玛蜡烷指数与北部沉积咸化湖盆中的烃源岩伽玛蜡烷指数(伽玛蜡烷/ $C_{30}$  霍烷)具有相似性(表 1)。表 1 统计显示, 原油中甾烷系列化合物含量高, 甾烷/藿烷比值大都在 1.0 以上, 表明其有机质生物来源中水生藻类比例很高。北部高丰度烃源岩的伽玛蜡烷指数介于 0.5~1.0 之间, 而西南洼不同构造带原油的伽玛蜡烷指数同样分布在这一个范围内。这种一致性反映了整个盆地在同一地质时期经历了区域性咸化事件, 表明西南洼地区存在与北部地区相似的、形成于咸化环境中的烃源岩。

地化测试分析表明, 该类原油还具有明显的三

表1 东濮凹陷北部咸化环境源岩生物标志化合物分布

Table 1 Distribution of biomarker compounds in source rocks of saltified environment in the northern Dongpu Depression

洼陷	井号	层位	深度(m)	岩性	有机碳(%)	伽玛蜡烷/C <sub>30</sub> 霍烷	甾烷/藿烷	Ts/Tm
濮城	濮6-65	沙四上2	3 563.65	灰色泥岩	0.82	0.53	7.94	0.12
文东	文203-35	沙三中4	3 297.73	灰色泥岩	0.54	0.56	1.91	0.37
卫城	卫18-5	沙三中9	2 705.42	深灰色页岩	1.60	0.56	2.47	0.15
文西	文15-14	沙三上5	2 376.50	深灰色页岩	2.58	0.62	5.04	0.30
柳屯	胡96	沙三中3	3 888.01	黑灰色页岩	2.40	0.68	2.63	0.38
前梨园	前参2井	沙三下5	4 276.59	深灰色页岩	2.26	0.73	3.33	0.40
文西	文248	沙三下6	3 382.70	深灰色页岩	1.97	0.76	1.35	0.54
文东	文203-35	沙三中4	3 294.15	深灰色页岩	4.20	0.79	2.89	0.47
濮城	濮115	沙三上7	3 131.50	深灰色页岩	1.99	0.79	1.21	1.06
文西	文古1	沙一下	1 967.60	灰色泥岩	0.80	0.84	0.70	0.63
卫城	卫18-5	沙三中8	2 651.15	深灰色页岩	2.09	0.87	2.52	1.77
文西	文古1	沙一下	2 020.50	灰色白云质泥岩	0.88	0.88	0.81	0.83
卫城	卫20	沙三中3	2 388.00	深灰色页岩	2.41	0.91	0.43	1.23
文东	文203-35	沙三中6	3 387.38	深灰色页岩	1.09	0.96	0.81	1.16
濮城	濮6-65	沙三上8	3 053.55	黑色页岩	1.08	0.96	0.70	0.63

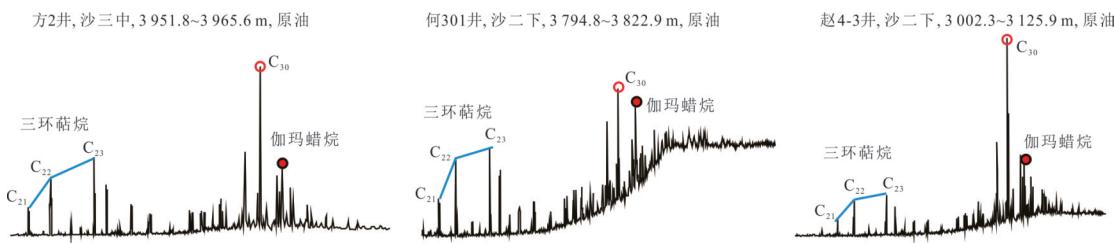


图3 东濮凹陷西南洼咸化环境原油质谱图

Fig.3 Chromatogram of salinized environmental crude oil in Southwest Sag of Dongpu Depression

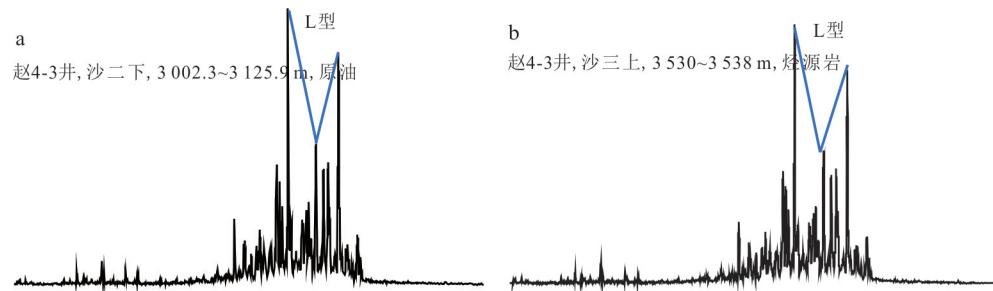


图4 东濮凹陷西南洼赵4-3油源对比质谱图(咸化源岩)

Fig.4 Oil-source correlation mass spectrogram of Well Zhao 4-3 in Southwest Sag of Dongpu Depression (salted source rock)

环萜烷含量中等的特征,3口井的C<sub>21</sub>-C<sub>22</sub>-C<sub>23</sub>三环萜/17 $\alpha$ -C<sub>30</sub>藿烷比值分别为0.8、1.5、0.5,介于0.5~1.5之间,C<sub>21</sub>-C<sub>22</sub>-C<sub>23</sub>三环萜为厂字型或上升型且C<sub>23</sub>三环萜烷含量低于C<sub>30</sub>霍烷(图3).方2、何301及赵4-3井的原油 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷为“L”型(图4a),指示原油的生烃母质以藻类为主,3口井的C<sub>29</sub> $\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 分别为0.57、0.51、0.32,表明方2、何301

井的原油处于成熟阶段,赵4-3井的原油处于低熟阶段.通过烃源岩的分析,发现西南洼咸化环境中的该类原油(图4a)与沙三上烃源岩的色质谱图具有较强的相似性,赵4-3井沙三上3 530~3 538 m处的烃源岩质谱图形态(图4b)和特征生物标志化合物均与上述原油具有较强的相似性,指示西南洼该类原油主要来自沙三上咸水环境中的源岩.

### 3.2 淡水环境中的油源对比

西南洼地区发育伽玛蜡烷较低的原油,伽玛蜡烷指数介于0.1~0.5之间,濮深8井发现了该类型原油(图5)。濮深8井沙三中原油( $4\ 448.39\sim4\ 647.93\text{ m}$ )的伽玛蜡烷指数为0.18,原油伽玛蜡烷指数与南部沉积淡水湖盆中的烃源岩伽玛蜡烷指数具有相似性(表2)。东濮凹陷南部烃源岩的伽玛蜡烷指数介于0.1~0.4之间(表2),与濮深8井沙三中的原油具有较强的亲缘性。该类原油与前面咸水环境中的原油有明显的差异,具有明显的三环萜烷优势的特征,三环萜烷/五环三萜烷(即图5中的A/B)为1.77,其原油的 $C_{29}\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 为0.51,表明原油为成熟原油。濮深8井的 $4\ 700\sim4\ 824.5\text{ m}$ 处的烃源岩 $C_{29}\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 也为0.51(图6a),油源对比显示沙三中部分层段的烃源岩(图6b)与原油(图5)具有较强的亲缘性(图6),表明西南洼淡水环境中的原油主要来自本地的沙三中层系。

### 3.3 超咸水环境中的油源对比

西南洼发育伽玛蜡烷指数大于2的原油,在西南洼的何3井、何301井中均发现了此类原油

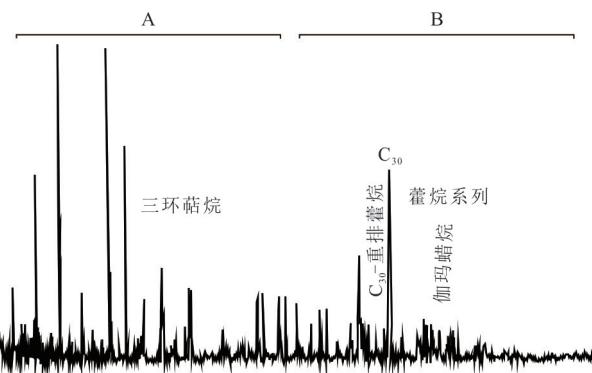


图5 东濮凹陷西南洼淡化环境原油(濮深8井)色质谱图

Fig.5 Color mass spectrogram of desalination environmental crude oil in Southwest Sag of Dongpu Depression (Well Pushen 8)

(图7),何3井沙二下原油伽玛蜡烷指数为2.59,何301井原油的伽玛蜡烷指数为3.34。如此高的伽玛蜡烷指数在东濮凹陷内也比较罕见。通过对东濮凹陷不同地区的烃源岩色质谱大数据的分析,发现沙三下和沙四上的部分高丰度烃源岩具有高伽玛蜡烷指数(表3),沙三中和沙三上几乎没有如此高的

表2 东濮凹陷南部淡水环境源岩伽玛蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷分布

Table 2 Distribution of gammacerane/ $C_{30}$  huan in source rocks of freshwater environment in the southern Dongpu Depression

洼陷	井号	层位	深度(m)	岩性	有机碳(%)	伽玛蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷
葛岗集南	马11-7	沙三中4	2 755.77	灰色泥岩	0.53	0.18
葛岗集北	桥80	沙三下4	3 716.57	灰色泥岩	0.54	0.37
葛岗集南	徐14-14	沙三中9	2 974.97	灰色泥岩	0.56	0.19
西南洼	濮深6	沙三中8	4 649.20	页岩	0.67	0.28
葛岗集南	徐14-14	沙三中9	3 013.38	灰色泥岩	0.73	0.15
葛岗集南	春9	沙三上	2 500.80	灰色泥岩	0.90	0.24

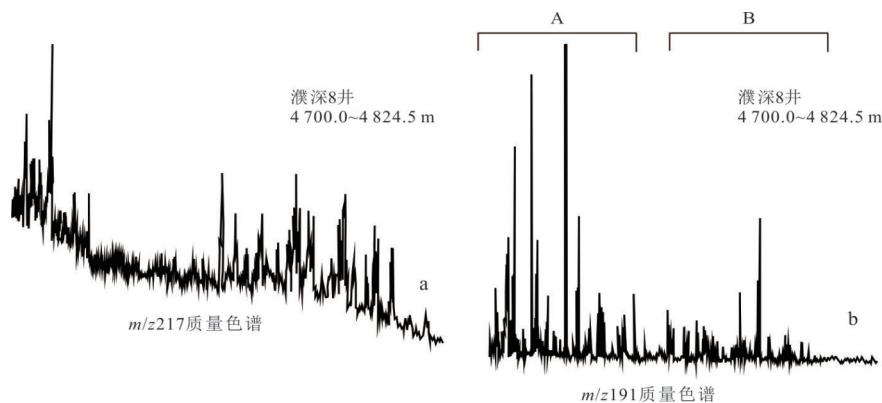


图6 东濮凹陷西南洼淡化环境烃源岩(濮深8井)色质谱图

Fig.6 Color mass spectrogram of desalination environmental source rock in Southwest Sag of Dongpu Depression (Well Pushen 8)

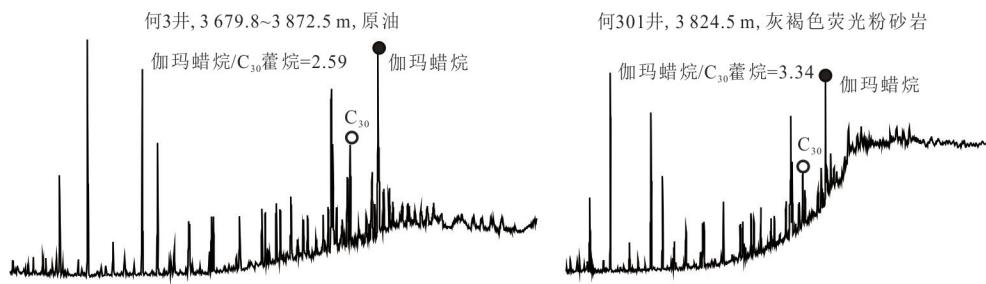


图7 东濮凹陷西南洼超咸水环境原油色质谱图

Fig.7 Color mass spectrogram of ultra saline water environment crude oil in Southwest Sag of Dongpu Depression

表3 东濮凹陷超咸水环境源岩伽玛蜡烷/C<sub>30</sub>藿烷分布Table 3 Distribution of gammacerane/C<sub>30</sub> huan in source rocks of ultra saline water environment in Dongpu Depression

井号	层位	深度(m)	岩性	有机碳(%)	伽玛蜡烷/C <sub>30</sub> 藿烷
文 201	沙三下 2	3 684.80	深灰色泥岩	2.63	2.17
文 201	沙三下 2	3 684.80	深灰色页岩	2.63	2.31
胡 83	沙三上 10	3 828.00	深灰色页岩	1.08	2.33
卫 79-8	沙四上 4	3 467.50	深灰色泥岩	1.45	2.36
卫 79-8	沙四上 4	3 467.96	深灰色泥岩	1.30	2.55
卫 79-8	沙四上 2	3 358.30	深灰色页岩	0.81	2.57
濮 6-65	沙四上 2	3 562.50	灰色泥岩	1.61	2.81
文 250	沙三下 3	3 675.50	深灰色泥岩	1.32	2.98
胡 122	沙四上 3	3 721.43	深灰色泥岩	1.20	3.10
文 250	沙三下 3	3 674.50	深灰色页岩	1.01	3.15
文 250	沙三下 3	3 682.50	深灰色泥岩	1.21	3.45
濮深 20	沙三下 2	4 555.28	灰黑色页岩	1.29	4.37

伽玛蜡烷指数的源岩发育。如此高的伽玛蜡烷指数推测与盐岩发育有关,因为该沉积时期东濮凹陷沉积了一套巨厚的膏盐层,俗称“文23盐”,该套盐岩纵向上主要位于沙三下-沙四上层段,平面上分布较广,推测该沉积时期超咸的湖水影响到西南洼地区。该类原油具有明显的三环萜烷及伽玛蜡烷指数高的“双高”特征(图7)。由于西南洼地区沙三下-沙四上地层埋藏深度大,最深处可达7 000~8 000 m,现无探井钻探到洼陷深部烃源岩,故无法测试到该区沙三下-沙四上烃源岩样品。不过通过上述区域资料的类比,推测该类原油主要来自文23盐发育层系(沙三下-沙四上)。

### 3.4 西南洼地区天然气来源对比

通过近年来的钻探,发现西南洼地区天然气也比较富集,方2井沙三上,8 mm油嘴套管放喷,最高日产油179.5 m<sup>3</sup>、气16 000 m<sup>3</sup>;方3井沙二下测试,3 mm油嘴放喷,日产气35 890 m<sup>3</sup>;何301井沙二下,3 mm油嘴自喷,日产油37.76 m<sup>3</sup>、日产气3 439 m<sup>3</sup>;孟4井沙二下,6 mm油嘴求产获日产

101 199 m<sup>3</sup>的工业气流。通过对上述井的天然气进行采样分析,发现不同井的天然气组分及其碳同位素存在较大差异,具体如表4、表5所示。

通过对西南洼地区天然气组分的分析,发现不同井的天然气组分存在差异,位于西南洼方里集构造的方2、方3井,孟居构造的孟4井和南何家构造的何3、何301井,天然气均具有CH<sub>4</sub>含量高,C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>等含量偏低,干燥系数C<sub>1</sub>/(C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>)均≥0.9的特征(表4);而赵庄构造的赵4-1、赵4-3、赵5等井的天然气具有CH<sub>4</sub>含量低,C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>等含量偏高,干燥系数C<sub>1</sub>/(C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>)介于0.45~0.80的特征(表4)。

根据天然气不同组分的碳同位素分析,也发现了西南洼存在多种成因的天然气,一种为甲烷、乙烷碳同位素均偏重,甲烷碳同位素介于-34.0‰~-30.3‰、平均值为-32.6‰、乙烷同位素介于-23.7‰~-11.2‰、平均值为-18.5‰,该类气体主要分布在方里集构造的方2、方3井区和南何家构造的何3井区;另外一种天然气具有甲烷、乙烷碳同位素相对偏轻的特征,甲烷碳同位素介于

表 4 东濮凹陷西南洼天然气组分特征  
Table 4 Characteristics of natural gas components in Southwest Sag of Dongpu Depression

井位	深度(m)	层位	CO <sub>2</sub> (vol%)	N <sub>2</sub> (vol%)	CH <sub>4</sub> (vol%)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (vol%)	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> (vol%)	烃类 (vol%)	非烃 (vol%)	C <sub>1</sub> / (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )
方 2	3 951.8~3 965.6	沙二下	4.69	3.24	85.94	3.41	1.46	92.07	7.93	0.93
方 3	3 597.5~3 676.8	沙二下	2.45	4.11	90.58	2.21	0.32	93.43	6.57	0.97
何 3	3 678.9~4 052.9	沙二下	2.58	1.79	93.20	1.82	0.33	95.39	4.37	0.98
何 301	3 794.8~3 822.9	沙二下	1.08	/	89.27	5.90	1.61	98.92	1.08	0.90
孟 4	3 525.0~3 607.5	沙二下	1.22	0.95	93.67	3.48	0.56	97.83	2.17	0.96
赵 4-1	2 865.4~3 291.9	沙二下	2.23	3.91	58.16	13.30	10.82	93.86	6.14	0.62
赵 4-3	3 002.3~3 125.9	沙二下	1.96	2.03	43.01	18.88	18.12	96.01	3.99	0.45
赵 5	3 912.5~3 990.0	沙三上	3.94	2.73	71.59	9.83	5.46	93.33	6.67	0.77

表 5 东濮凹陷西南洼天然气碳同位素特征  
Table 5 Carbon isotope characteristics of natural gas in Southwest Sag of Dongpu Depression

井位	深度(m)	层位	甲烷 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}(\text{‰})$	乙烷 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}(\text{‰})$	丙烷 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}(\text{‰})$	正丁烷 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}(\text{‰})$	天然气成因
方 2	3 951.8~3 965.6	沙二下	-30.3	-23.7	-24.0	-25.1	煤型气
方 3	3 597.5~3 676.8	沙二下	-33.5	-20.5	-17.2	/	煤型气为主
何 3	3 678.9~4 052.9	沙二下	-34.0	-11.2	-16.8	-19.1	煤型气为主
何 301	3 794.8~3 822.9	沙二下	-37.8	-22.5	-18.5	-20.8	混合气
赵 4-1	2 865.4~3 291.9	沙二下	-38.	-24.5	-22.8	-23.0	油型气为主
赵 4-3	3 002.3~3 125.9	沙二下	-37.8	-24.6	-23.2	-23.3	油型气为主
赵 5	3 912.5~3 990.0	沙三上	-39.9	-25.0	-22.7	-22.4	油型气为主

-37.8‰~-39.9‰、平均值为-38.7‰,乙烷同位素介于-24.5‰~-25‰、平均值为-24.7‰,主要分布在赵庄构造的赵4-1、赵4-3、赵5井区;还有一种天然气的甲烷、乙烷碳同位素介于上述两者之间,具有混合气的特征。

依据天然气成因判识图版(戴金星,1992),结合天然气组分和碳同位素特征,判断出西南洼地区存在两种类型的天然气,一种为煤成气,主要为方2井;另外一种为混合气,主要分布在方里集、南何家及赵庄构造(图8).另外通过对方2、方3井的稀有气体同位素的分析,发现该井的<sup>40</sup>Ar/<sup>36</sup>Ar分别为2 264、2 345,属于煤成气的范畴.氩同位素N(<sup>40</sup>Ar)/N(<sup>36</sup>Ar)值主要受控于源岩年代积累效应和源岩K质量分数的影响(国殿斌等,2017b),东濮凹陷天然气成因N(<sup>40</sup>Ar)/N(<sup>36</sup>Ar)值标准为:煤成气为958~1 754(平均为1 313);油型气为343~628(平均为471);混合气为683~890(平均为777).

综上各类测试分析,表明西南洼存在两大类三小类天然气,一大类为煤成气,主要分布在方里集构造,该类天然气以方2井为代表;另外一

大类天然气为混合天然气,以南何家构造的何301井为代表.在混合气中,赵庄油田的天然气更偏向油型气,其他地区的混合气更偏向煤成气.

#### 4 西南洼陷油气成藏期次

目前,确定油气成藏时期的方法主要有构造演化史法、油气藏饱和压力法、烃源岩演化史法、储集层成岩作用法、油藏地球化学法和储集层有机岩石学法等(国殿斌等,2017b).本文主要采用流体包裹体均一温度法对东濮凹陷西南洼油气成藏进行研究.流体包裹体根据镜下特征和成分分析结果,可以分为烃类包裹体和盐水包裹体.

##### 4.1 烃类包裹体

烃类包裹体的荧光颜色变化是评估有机质成熟度的一个重要指标.荧光颜色的变化反映了烃类化合物在地质历史时期经历了不同程度的热演化,从而导致其化学结构和光学性质的变化.烃类包裹体的荧光颜色由火红色→橙色→黄色→绿色→蓝色变化,反映出有机质从低成熟向高成熟演化

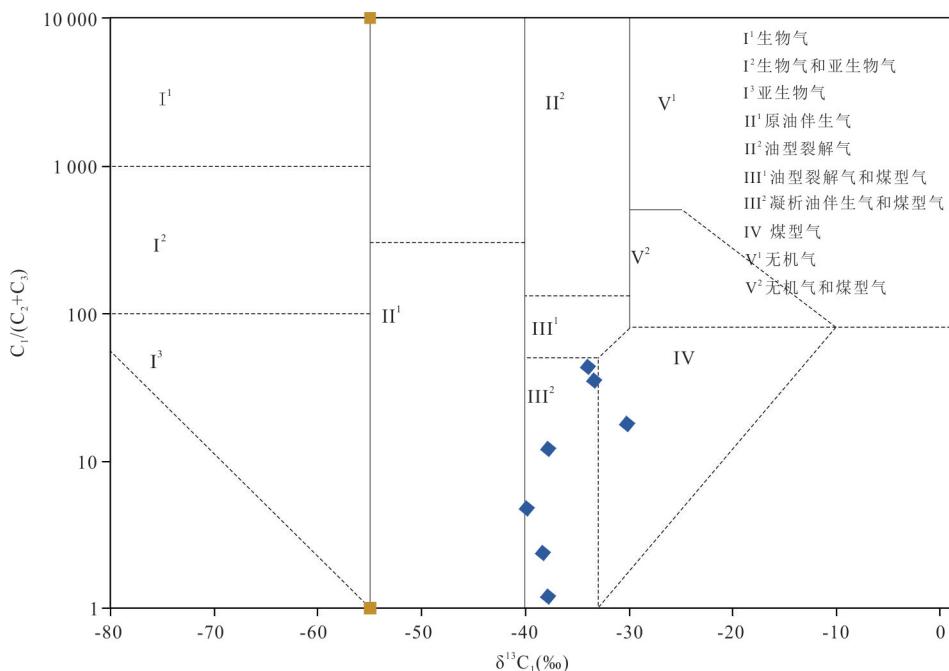


图8 东濮凹陷西南洼不同成因天然气成因判识

Fig.8 Genetic identification of natural gases of different origins in the Southwest Sag of Dongpu Depression

图版据戴金星(1992)

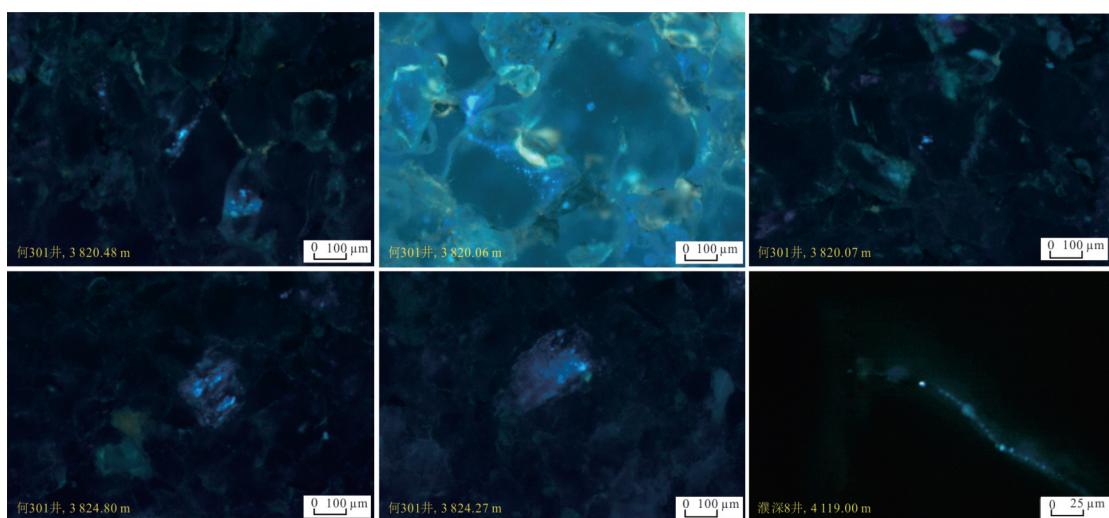


图9 东濮凹陷西南洼不同井的烃类包裹体荧光特征

Fig.9 Fluorescence characteristics of hydrocarbon inclusions from different wells in the Southwest Sag of Dongpu Depression

(吴宇辰等, 2024).通过对西南洼不同井的烃类包裹体的分析,发现其荧光颜色主要以蓝白色为主,例如何301井目的层系及濮深8井均有此类现象,这表明该区的油气充注主要以成熟原油充注为主(图9).

#### 4.2 盐水包裹体

在实验室将包裹体置于冷热台上加热至气相消失,再恢复成均一液相时的温度称为均一温度,该温度代表了包裹体形成时的温度.结合储层的埋

藏史,可确定流体包裹体形成时储集层经受的温度以及相应的埋深和地质年代等,从而判断油气充注的时间(国殿斌等, 2017b).通过对何301井包裹体的显微测温分析(图10),发现与发蓝白色荧光的油包裹体伴生的同期盐水包裹体,均一温度在120~160 °C之间,主峰为140~150 °C,经埋藏史图投点,其充注时间距今2~7 Ma.通过对濮深8井包裹体的显微测温分析,发现与蓝白色荧光油包裹体相伴生

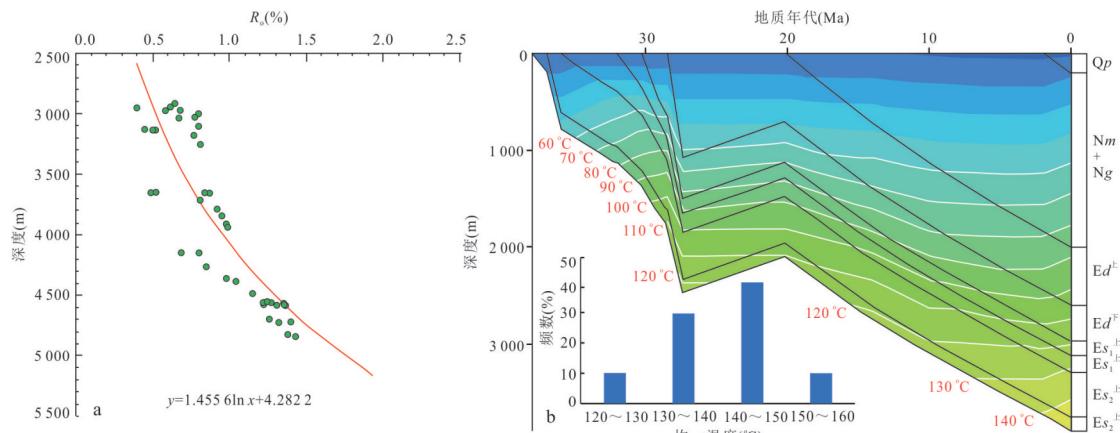


图 10 西南洼  $R_o$  与埋藏深度关系(a)和何 301 井与烃类相伴生的盐水包裹体均一温度及埋藏史(b)

Fig.10 Southwest Sag  $R_o$  vs. burial depth (a) and uniformity temperature and burial history of saltwater inclusions associated with hydrocarbons of Well He 301 (b)

的同期盐水包裹体，均一温度为也在 120~160 °C 之间，主峰为 130~140 °C，结合埋藏史得出濮深 8 井沙三段原油成藏时间为明化镇组晚期—平原组中期(距今 1~3 Ma)。因此，该地区的原油充注时间晚，具有晚期成藏的特征。

#### 4.3 天然气成藏时间

前面气源的分析表明方 2 井位于典型的煤成气区域内，其他井的天然气均存在一定程度上的混合，不能作为典型样本进行天然气成熟度的计算。本次研究以方 2 井甲烷碳同位素为基准点，进行煤成气成藏时间的厘定。依据煤成气甲烷碳同位素与成熟度  $R_o$  之间的关系(李剑等, 2017; 戴金星, 2018; 戴金星等, 2020)，方 2 井的甲烷碳同位素为  $-30.3\text{‰}$ ，由此推算出煤成气来自  $R_o \approx 1.95\%$  的煤系源岩，结合方 2 井的埋藏史、西南洼  $R_o$  与埋藏深度关系等资料( $y = 1.455 \ln x + 4.2822$ ，公式中  $y$  为深度，单位为 km， $x$  为烃源岩的  $R_o$  值)，推算  $R_o = 1.95\%$  的煤系源岩距今埋藏深度应为 5 250 m。结合该地区的沉积埋藏特征推测地质历史上 C-P 煤系源岩  $R_o$  为 1.95%，主要为 Ng 组沉积末期。东营组沉积时期，该区 C-P 的煤系源岩埋藏深度在 3 500~4 800 m 之间， $R_o$  值推测在 0.58%~1.43% 之间，与现今的方 2 井煤成气成熟度不吻合，应该不是主要天然气成藏期。在 Ng 沉积时期成藏，其埋藏深度 3 400~5 600 m 范围内， $R_o$  值应在 0.54%~2.47% 之间，现今方 2 井的天然气成熟度  $R_o$  值介于上述两者之间，由此亦可推测该地区煤成气的成藏时间应该在 Ng 组沉积末期，也具有晚期成藏的特征。

## 5 油气成藏主控因素

通过对西南洼典型油气藏的油气源对比及成藏时期的厘定，结合其区域地质发育特征，认为西南洼油气成藏具有“多源供烃、构造控藏、断砂控富”的特征。

### 5.1 多源供烃

油气源对比表明西南洼地区油气来源多样，既有沙三上的咸水环境中的源岩，也有沙三中的淡水源岩，还有超咸水沙三下-沙四上环境的源岩；天然气来源也比较复杂，既有典型的煤成气(方 2 井)，也有油型气和煤成气混合作用形成的混合气(何 301 等井)。可见该区的油气来源并非之前认为的单一源岩供烃，而是具有多类型源岩供烃的特征。

### 5.2 构造控藏

油气成藏期分析表明，西南洼地区原油和天然气主要具有晚期成藏的特征。通过该区的构造演化分析，发现西南洼圈闭定型时期相对较早，圈闭的形成时期早于油气的成藏期，由此导致一些具有构造背景的圈闭易在断层的活动中首先捕获油气。前人研究认为，西南洼地区具有一定构造背景的圈闭比较容易成藏(谈玉明等, 2015)。例如赵庄油田发育 3 个构造圈闭，自南向北依次发育赵 1、赵 4-3、赵 4 三个区块，其中赵 4-3 圈闭位于 3 个圈闭的最高部位，其油气产量亦最高，累产原油为  $1.88 \times 10^4$  t；而赵 1 及赵 4 断块区，圈闭位置相对较低，原油累产也相对低，分别为 5 836 t、1 894 t；位于构造更低部位的低断块部位含油气性较差。

甚至不成藏,例如桑2井就未获得工业性油气流.

### 5.3 断砂控富

在构造控藏的宏观背景下,断层的发育特征和组合样式、储层特征对西南洼地区的油气富集起到决定性作用(余海波等,2018).目前西南洼油气的主要产层是沙二段,而主要源岩层系位于其下伏的沙三段和上古生界煤系源岩.纵向上如无大断层的输导难以成藏(尤丽等,2024),可见断裂的纵向输导对该区的油气成藏起到至关重要的作用.油气藏主要分布在一些长期活动的长垣断层、黄河断层及其相关的伴生圈闭中,断层长期活动对油气的纵向输导起到重要的作用.以孟居地区为例,油气主要分布在与黄河断层同向的切穿沙三段烃源岩的断层附近,如孟4井和孟6井.远离该断层的井位未见工业性油流,如孟3井、孟5井和孟1井.

依靠大断层输导上来的油气,在沙二段相对储层发育好的砂体中富集成藏.方3、何301、孟4井都证实了在沙二段中,储层相对厚度大、物性好的砂体油气更加富集.孟4井的油气主要分布在沙二下亚段上部较好物性的储层中,而物性较差的沙二下亚段下部砂体,油气显示相对较差.

## 6 油气成藏模式

通过前面的油气源对比、油气成藏期次以及成藏主控等要素的分析,结合该地区的断裂发育特征,可以把西南洼的油气成藏划分为4种类型,分别为赵庄-桑村集地区的“多级断阶”成藏模式、孟居构造的“Y型”油气成藏模式、方里集地区的“反Y型”油气成藏模式和南何家地区的“负花状”背景控藏模式.

“多级断阶”成藏模式主要分布在赵庄-桑村集地区(图11),该地区的工业油气流井主要沿着长垣断层走向分布,而远离长垣断层的钻井未获得工业性油气流,如赵3井和桑2井中的原油主要来自沙三上偏底部的烃源岩,天然气主要来自古近系湖相暗色泥岩所生成的油型气,混有一定成分的C-P煤系源岩的煤成气.油气主要是通过大断裂长垣断层纵向输导作用而成藏,与长垣断层斜交的次生断层在其活动期主要起到分流长垣断层输导上来的油气,而非活动时期主要起封闭作用.由于长垣断层长期活动,油气纵向调节作用较强,越靠近长垣断层,油气分布层位就越新,越远离长垣断层,断层纵向调节能力偏弱,油气成藏层位就具有越老的特征.

孟居构造具有“Y型”油气成藏的特点(图12),

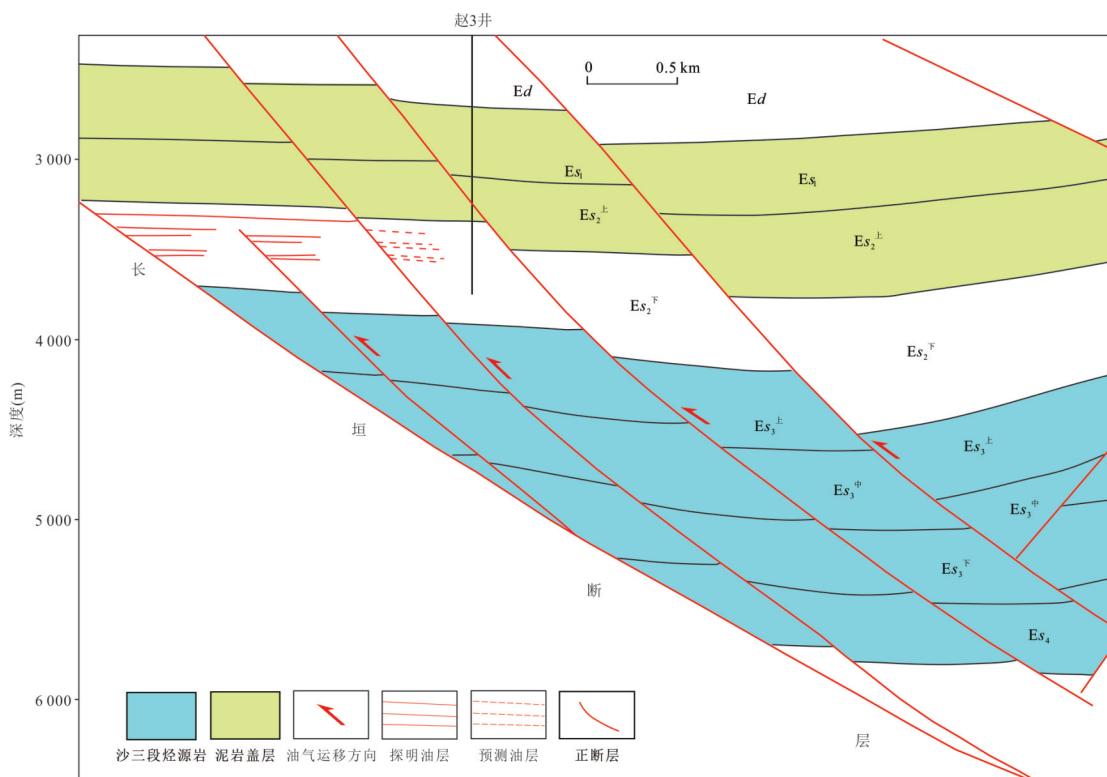


图11 东濮凹陷西南洼赵庄地区油气成藏模式

Fig.11 Oil and gas reservoir formation model in the Zhaozhuang area in the Southwest Sag of Dongpu Depression

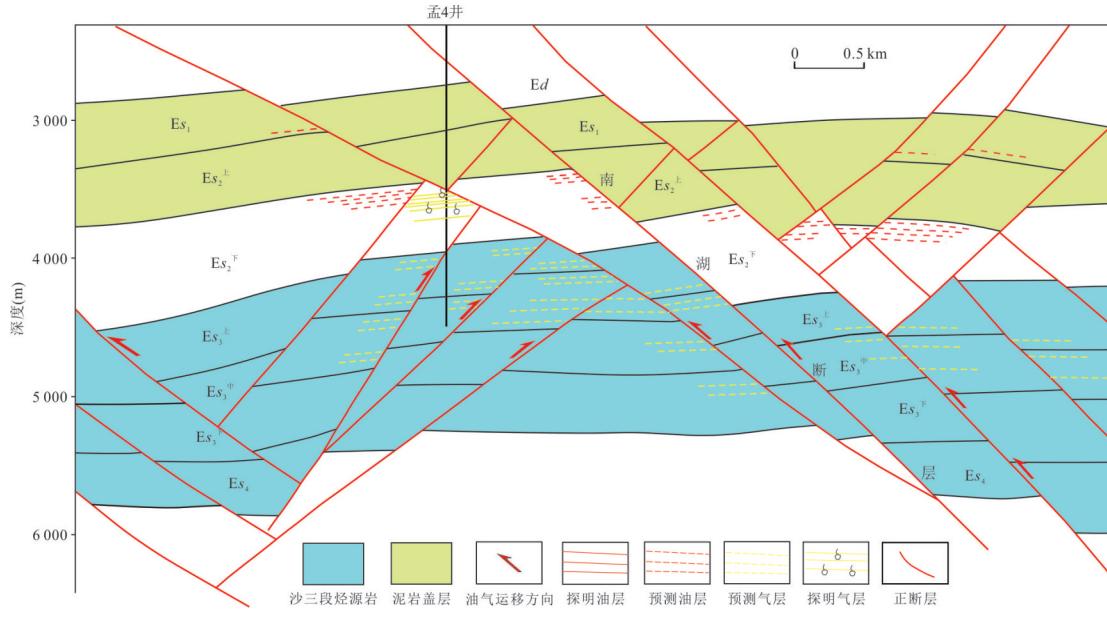


图 12 东濮凹陷西南洼孟居地区油气成藏模式

Fig.12 Oil and gas reservoir formation model in the Mengju area in the Southwest Sag of Dongpu Depression

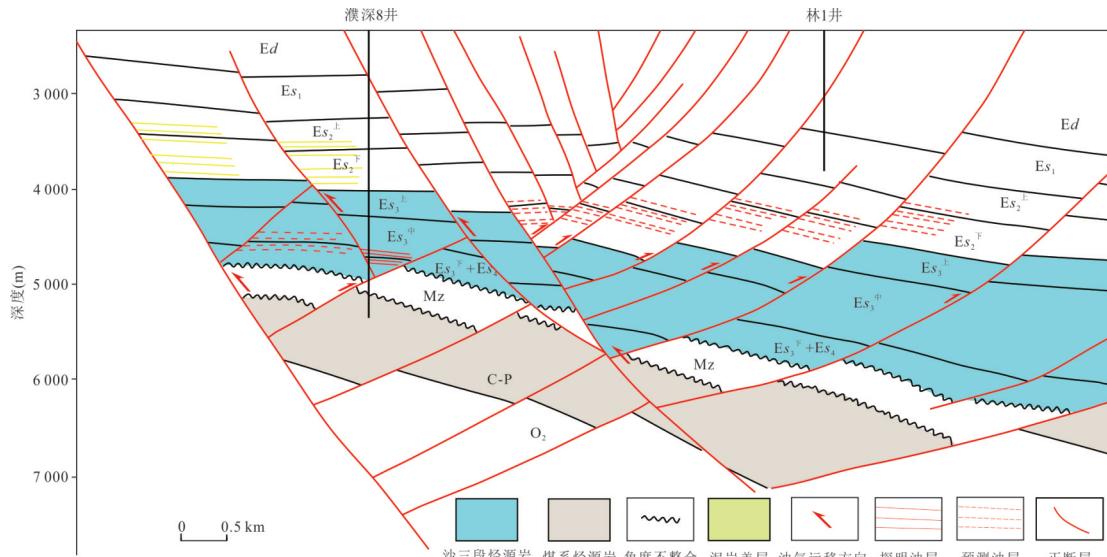


图 13 东濮凹陷西南洼方里集地区油气成藏模式

Fig.13 Oil and gas reservoir formation model in the Fangoji area in the Southwest Sag of Dongpu Depression

孟4井在沙二下亚段开采到工业性气流，在沙三段仅收集到少量的气体。其中，沙二下亚段天然气的甲烷含量为93.68%，非烃含量为2.5%，为干气，具有煤成气的特征；沙三段天然气甲烷含量为84.50%，非烃含量为6.41%，为湿气，具有偏油型气的特征。在孟居地区油气成藏的过程中，NE向西倾基底断层主要起输导作用，输导上来的C-P煤系源岩所产生的煤成气和古近系湖相泥岩所产生的原油，NE向东倾断层和NWW向次生断层主要起封闭作用，主要为古近系湖相泥岩所产生的油气。

方里集地区油气藏为“反Y型”油气成藏模式（图13），切穿基底的长垣断层是油气输导的主要通道，NE向西倾断层主要起封闭作用，方里集地区已有的油气显示，该区在沙二下亚段以气藏为主，气源判识表明其主要为C-P的煤系源岩所产生的煤成气；远离长垣断层的地区，煤成气沿着长垣断层的伴生断层具有输导分流作用，与沙三段湖相泥岩所生的油型气相混合，形成混合气藏或者油藏。

南何家地区“负花状”背景控藏模式，深切基底的长垣、黄河断层具有分期分段活动、右旋拉

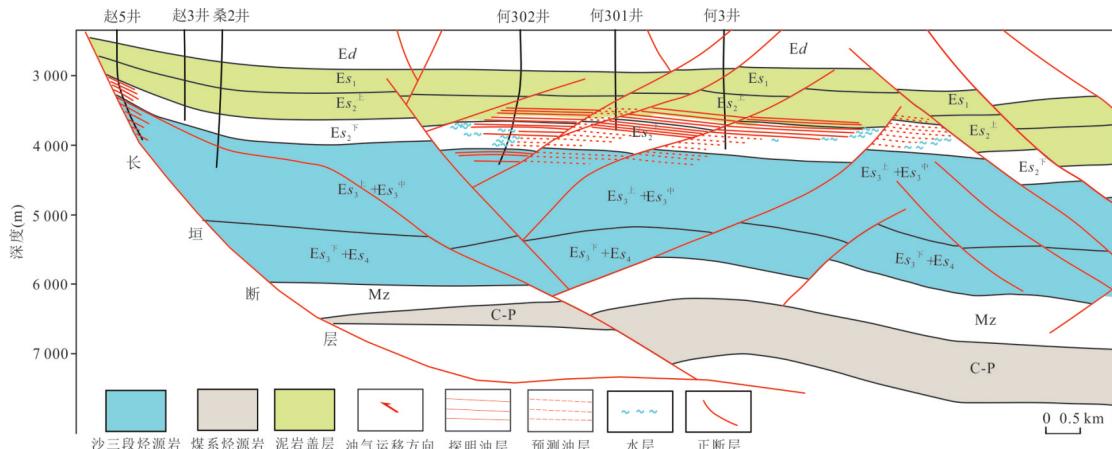


图14 东濮凹陷西南洼南何家地区油气成藏模式

Fig.14 Oil and gas reservoir formation model in the Nanhejia area in the Southwest Sag of Dongpu Depression

张走滑的特征,控制形成洼中隆构造;沿长垣、黄河断层输导C-P煤系源岩所产生的煤成气和古近系湖相泥岩所产生的原油,背斜构造背景控制了油气藏的分布,形成混合油气藏(图14)。

## 7 勘探成效与启示

通过重新梳理西南洼断裂体系、沉积储层、成藏特征,落实南何家-方里集构造带圈闭资源量 $2\,680 \times 10^4$  t.2024年按照“勘探拓场面、开发快建产”一体化部署思路,在南何家构造集中部署探井4口,跟踪部署开发井5口.在何301突破的基础上,完钻探井何302井沙三上新层系试油获日产油 $10.1\text{ m}^3$ 、日产气 $1\,461\text{ m}^3$ 工业油气流,沙二段主探层系获日产油 $25.0\text{ m}^3$ 、日产气 $6\,660\text{ m}^3$ 高产工业油气流;进一步证实南何家构造多层系立体勘探潜力,预期可快速形成千万吨级增储建产阵地,目前该地区正向南部进一步拓展评价西南洼陷带含油气场面.

深洼的低丰度勘探区并不一定代表没有潜力,中浅层烃源岩不发育,而烃源岩源往往在深层,主要发育两种油气藏类型.一种是深层烃源岩生烃,在浅层构造背景控藏型圈闭成藏;另外一种是深层烃源岩生烃在深层甜点区富集成藏.

## 8 结论

(1) 采用饱和烃色质谱及天然气碳同位素等分析测试手段,发现该区存在三种成因类型的原油和两种成因的天然气;三种成因的原油分别为低伽玛蜡烷指数的淡水环境原油、中伽玛蜡烷指数的咸水环境原油及高伽玛蜡烷指数的超咸水环境原油;两种成因的天

然气分别为来自上古生界的煤型气和来自古近系湖相泥岩和上古生界煤系源岩形成的混合气.

(2) 油源对比表明,中伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三上层系的咸化源岩;低伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三中层系的淡水源岩;高伽玛蜡烷指数的原油主要来自沙三下-沙四上层系的超咸化源岩.

(3) 在油源对比的基础上,对包裹体资料进行分析,结果表明西南洼陷存在一期成藏,主要为古近系的油气成藏,距今 $1\sim 7$  Ma.

(4) 通过典型油气藏的解剖,西南洼油气成藏具有“多源供烃、背景控藏、断砂控富”的特征,存在4种(多级断阶、y型、反y型、负花型)油气成藏模式,纵向的大断裂高效输导对西南洼的油气成藏起到重要的作用,围绕大断裂周边形成的各类圈闭将是西南洼未来的油气勘探重点领域.

## References

- Bian, L.B., 2018. Research on Oil and Gas Accumulation Characteristics of Shahejie Formation in the Southwest of Dongpu Depression (Dissertation). China University of Petroleum (Beijing), Beijing (in Chinese with English abstract).
- Dai, J.X., 1992. Identification of Various Alkane Gases. *Science in China (Series B)*, 2:185–193 (in Chinese).
- Dai, J. X., 2018. Coal-Derived Gas Theory and Its Discrimination. *Chinese Science Bulletin*, 63(14): 1291–1305 (in Chinese).
- Dai, J. X., Dong, D. Z., Ni, Y. Y., et al., 2020. Some Problems in the Study of Shale Gas Geology and Geochemistry in China. *Natural Gas Geoscience*, 31(6): 745–760 (in Chinese with English abstract).
- Du, H. F., Yu, X. H., Chen, F. L., 2008. Sedimentary

- Characteristics of Saltrocks and Their Petroleum Geologic Significance of the Member 3 of Shahejie Formation of Paleogene in Dongpu Sag, Henan Province. *Journal of Palaeogeography*, 10(1): 53—62 (in Chinese with English abstract).
- Guo, D. B., Xiang, C. F., Jiang, F. H., et al., 2017a. Mechanism of Hydrocarbon Migration and Accumulation in Southwest Sag of Dongpu Depression. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 24(2): 159—164 (in Chinese with English abstract).
- Guo, D. B., Wan, T., Li, J. D., et al., 2017b. Hydrocarbon Sources and Reservoir Forming Stages in Fanglijii Tectonic Belt of Dongpu Depression, China. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 39(4): 530—538 (in Chinese with English abstract).
- Hu, T., 2018. Genetic Mechanism and Development Model of Continuous Sandstone Petroleum Accumulation in the Shahejie Formation of Dongpu Depression (Dissertation). China University of Petroleum (Beijing), Beijing (in Chinese with English abstract).
- Li, B., 2018. Origin of the Salt Rock of Shahejie Formation and Its Relationship with Source Rock in Dongpu Depression (Dissertation). Northwest University, Xi'an (in Chinese with English abstract).
- Li, J., Li, Z. S., Wang, X. B., et al., 2017. New Indexes and Charts for Genesis Identification of Multiple Natural Gases. *Petroleum Exploration and Development*, 44(4): 503—512 (in Chinese with English abstract).
- Li, J. D., Xu, T. W., Tang, Y. J., et al., 2019. Geochemical Characteristics and Source Correlation of Crude Oil in Machang Area, Dongpu Depression. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 26(4): 426—428, 479 (in Chinese with English abstract).
- Li, L. X., Su, Y., Tang, J., et al., 2021. The Technique of Seismic Description for Es<sup>2</sup>x Sand-Shale Interbedded Layers in the Southwest Depression of Dongpu Sag. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 28(4): 493—497 (in Chinese with English abstract).
- Tan, Y. M., Jiang, Y. L., Zhao, L. J., et al., 2015. Main Controlling Factors of Phase Evolution and Charging Pattern of Hydrocarbons in Northern Dongpu Sag. *Petroleum Geology & Experiment*, 37(1): 28—34 (in Chinese with English abstract).
- Wang, C., 2017. Characteristics and Hydrocarbon Generation Potential Evaluation of Shahejie Formation Source Rocks in the Northern Part of the Southwestern Depression of Dongpu Depression (Dissertation). China University of Petroleum (Beijing), Beijing (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z., 2022. Influencing Factors and Evaluation of Mobile Oil Contents in Shahejie Formation Shale in Dongpu Depression (Dissertation). China University of Petroleum (Beijing), Beijing (in Chinese with English abstract).
- Wu, Y. C., Liu, Y. F., Jin, A. M., et al., 2024. Formation Water Evolution and Hydrocarbon Accumulation Model of Shahejie Formation in Wenliu Area, Northern Dongpu Depression. *Earth Science*, 49(1): 140—154 (in Chinese with English abstract).
- You, L., Jiang, R. F., Gong, Y., et al., 2024. Main Controlling Factors of Accumulation and Exploration Breakthrough of Deep-Water Submarine Fan Lithologic Trap in the Qiongdongnan Basin. *Earth Science*, 49(2): 749—758 (in Chinese with English abstract).
- Yu, H. B., Cheng, X. S., Qi, J. F., et al., 2018. Effects of Paleogene Faulting on the Subsag Evolution and Hydrocarbon Generation in Dongpu Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 25(6): 24—31 (in Chinese with English abstract).
- Yu, H. B., Cheng, X. S., Qi, J. F., et al., 2019. Control of Fault Activity on Sedimentation of Paleogene in Dongpu Sag. *Lithologic Reservoirs*, 31(5): 12—23 (in Chinese with English abstract).
- ### 中文参考文献
- 边雷博, 2018. 东濮凹陷西南洼沙河街组油气成藏特征研究 (硕士学位论文). 北京:中国石油大学(北京).
- 戴金星, 1992. 各类烷烃气的鉴别. 中国科学(B辑), 2: 185—193.
- 戴金星, 2018. 煤成气及鉴别理论研究进展. 科学通报, 63(14): 1291—1305.
- 戴金星, 董大忠, 倪云燕, 等, 2020. 中国页岩气地质和地球化学研究的若干问题. 天然气地球科学, 31(6): 745—760.
- 杜海峰, 于兴河, 陈发亮, 2008. 河南省东濮凹陷古近系沙河街组沙三段盐岩沉积特征及其石油地质意义. 古地理学报, 10(1): 53—62.
- 国殿斌, 向才富, 蒋飞虎, 等, 2017a. 东濮凹陷西南洼断层的油气输导作用与机理探讨. 断块油气田, 24(2): 159—164.
- 国殿斌, 万涛, 李继东, 等, 2017b. 东濮凹陷方里集构造带油气来源及成藏期. 地球科学与环境学报, 39(4): 530—538.
- 胡涛, 2018. 东濮凹陷西南洼沙河街组油气成藏特征研究 (博士学位论文). 北京:中国石油大学(北京).
- 李被, 2018. 东濮凹陷沙河街组盐岩成因及与烃源岩的关系 (硕士学位论文). 西安:西北大学.

- 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.
- 李继东, 徐田武, 唐友军, 等, 2019. 东濮凹陷马厂地区原油地球化学特征与油源对比. 断块油气田, 26(4): 426—428, 479.
- 李令喜, 苏云, 唐娟, 等, 2021. 东濮凹陷西南洼沙二下砂泥岩薄互层地震描述技术. 断块油气田, 28(4): 493—497.
- 谈玉明, 蒋有录, 赵利杰, 等, 2015. 东濮凹陷北部地区油气相态演化主控因素及充注模式. 石油实验地质, 37(1): 28—34.
- 汪超, 2017. 东濮凹陷西南洼北部沙河街组烃源岩特征及生烃潜力评价(硕士学位论文). 北京:中国石油大学(北京).
- 王则, 2022. 东濮凹陷沙河街组页岩可动油影响因素与评价(硕士学位论文). 北京:中国石油大学(北京).
- 吴宇辰, 刘一锋, 金爱民, 等, 2024. 东濮凹陷北部文留地区沙河街组地层水演化与油气成藏模式. 地球科学, 49(1): 140—154.
- 尤丽, 江汝峰, 龚宇, 等, 2024. 琼东南盆地深水海底扇岩性圈闭成藏主控因素与勘探突破. 地球科学, 49(2): 749—758.
- 余海波, 程秀申, 漆家福, 等, 2018. 东濮凹陷古近纪断层活动性对洼陷演化及生烃的影响. 油气地质与采收率, 25(6): 24—31.
- 余海波, 程秀申, 漆家福, 等, 2019. 东濮凹陷古近纪断裂活动对沉积的控制作用. 岩性油气藏, 31(5): 12—23.