

高雁飞, 杨海风, 王德英, 等. 黄河口凹陷东次洼天然气成因及油气成藏模式[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(5): 63-71.

GAO Yanfei, YANG Haifeng, WANG Deying, et al. Origination and accumulation of oil and gas in Eastern Sub-sag, Huanghekou Sag[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(5): 63-71.

黄河口凹陷东次洼天然气成因及油气成藏模式

高雁飞, 杨海风, 王德英, 王航, 黄振

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452)

摘要:黄河口凹陷东次洼为渤海湾盆地南部典型边缘凹陷, 由于盆浅洼小, 烃源岩规模有限且成熟度较低, 不具备大规模供气条件, 但远离烃源灶却发现大量天然气藏。以 20 余口钻井资料及三维地震资料为基础, 结合天然气组分和同位素数据等资料, 对研究区天然气成因及分布规律进行分析, 明确天然气横向运移机理, 厘清油气差异分布的主控因素, 建立油气差异成藏模式。结果表明, 研究区天然气成因为次生改造, 主要来自于油藏的降解气; 受区域盖层差异封盖、广布式砂体和油气流体势能的共同控制, 天然气沿明化镇组上段底部盖层向构造高部位稳定聚集, 表现为小洼差异供烃、脊-断联合控运、区域盖层控保的油气差异成藏特征; 天然气藏作为油藏降解的产物, 可估算构造低部位残留稠油藏的规模, 进而指导后期油气勘探, 对具备类似地质背景的盆缘洼陷勘探也具有较强指导意义。

关键词:黄河口凹陷; 东次洼; 天然气成因; 原油降解气; 横向运移机理; 差异成藏模式

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.192

0 引言

中国东部大部分断陷型湖盆蕴藏着极其丰富的油气资源, 却很少发现大型的气藏^[1-4], 其主要原因有: ①断陷型湖盆发育大量深湖相烃源岩, 烃源岩有机质类型主要为 I 型且成熟度不高; ②由于多期构造活动, 导致上覆的盖层封闭能力大大降低。近年来, 随着渤中 19-6 亿吨级凝析气藏的发现, 打开了渤海湾富油型盆地天然气勘探的新局面, 展示了断陷型湖盆天然气勘探的广阔前景^[5-7]。

天然气不同于原油, 其主要成分为烷烃, 分子体积小且密度轻, 更易发生逸散, 物理性质决定了其往往垂向运移距离较长, 而水平方向运移距离有限。气源断层和储集砂体作为天然气的主要运移通道, 对其运移起到至关重要的作用, 气藏也多分布于与气源断层接触的砂体中, 平面展布范围相对有限^[8-10]。对深层远离油源区的气藏, 不少学者提

出天然气也具备一定的横向运移能力。唐宇等^[11]对成都凹陷上侏罗统蓬莱坝组次生气藏分析认为, 受断层发育规模和区域盖层控制, 天然气沿着与深部断裂有良好接触的河道-三角洲前缘砂体作为良好的运移通道, 发生长距离运移; 刘俞佐等^[12]分析了鄂尔多斯盆地杭锦旗地区上古生界天然气成藏模式, 在以砂体为主、断裂为辅的输导体系下, 什股壕地区出现远距离异地成藏; 赵双丰等^[13]基于多项组分示踪认为, 天然气可沿储集砂体横向运移, 运移距离可达 12 km 以上。由于深层天然气埋深大, 在断裂不发育且存在较厚盖层的前提下, 能够发生横向运移, 但对浅层天然气横向运移缺乏系统研究, 需要进一步探索。

根据钻井、三维地震, 结合组分、碳同位素、生物标志化合物等分析化验资料, 对研究区天然气展布规律及成因进行分析, 明确其横向运移机理, 厘清油气差异分布的主控因素, 建立油气差异成藏模式, 指出有利勘探方向, 为研究区及具备类似地质背景的盆缘洼陷勘探提供借鉴与指导。

1 区域地质概况

黄河口凹陷东次洼位于渤海湾盆地黄河口凹

收稿日期: 2023-08-02

资助项目: 中海油重大科技专项(CNOOC-KJ-135-ZDXM-36-TJ-08-TJ)

第一作者: 高雁飞(1989—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事石油地质和勘探方面的研究工作. E-mail: gaoyf16@cnooc.com.cn

陷的东北部,面积约 300 km²,为典型盆地边缘型小洼陷,其西侧与黄河口中次洼以古近纪形成的渤中 29-35 构造脊为界,东侧与庙西南洼以郯庐断裂东支双轨状走滑断层分割,南部和北部以陡坡形式分别与渤南低凸起和莱北低凸起相接^[14-17](图 1a)。自新生代以来,在多次构造运动影响下,黄河口凹陷主要经历了古近纪裂陷阶段和新近系拗陷阶段,形成了走滑、伸展、走滑-伸展复合 3 大断裂体系^[18-19],受走滑和伸展活动强度的差异,研究区可细分为 PL31 和 BZ36 构造区(图 1b)。在研究区东部,郯庐走滑断裂东支活动强烈,形成了以 NEE 向主走滑断层与 NE 向走滑派生断层主控的 PL31 构造区断块型圈闭群;在研究区西部,以伸展作用为主的区域,形成以近 EW 向大型断层与近 SN 向小

型断层主控的 BZ36 构造区断块型圈闭群。受基底形态与走滑断层幕式活动影响,研究区存在明显的构造反转:始新世早期, BZ36 构造区为先存构造高点,是一个由南向北抬升、向东西两侧下倾的大型鼻状构造,受区域伸展作用控制,该构造区东部和南部为主要沉积中心;自始新世末期,郯庐断裂带右旋走滑活动不断增强,受渤南低凸起刚性边界限制,形成由伸展向挤压转变的正反转构造,在走滑带形成大型“墙角”块,形成了南低北高、西低东高的现今构造格局。已钻井揭示,黄河口凹陷东次洼自下而上发育古近系沙河街组、东营组,新近系馆陶组、明化镇组和第四系平原组,其中,馆陶组和明下段为主要含油层系,沙河街组和东营组为次要含油层系^[15,20]。

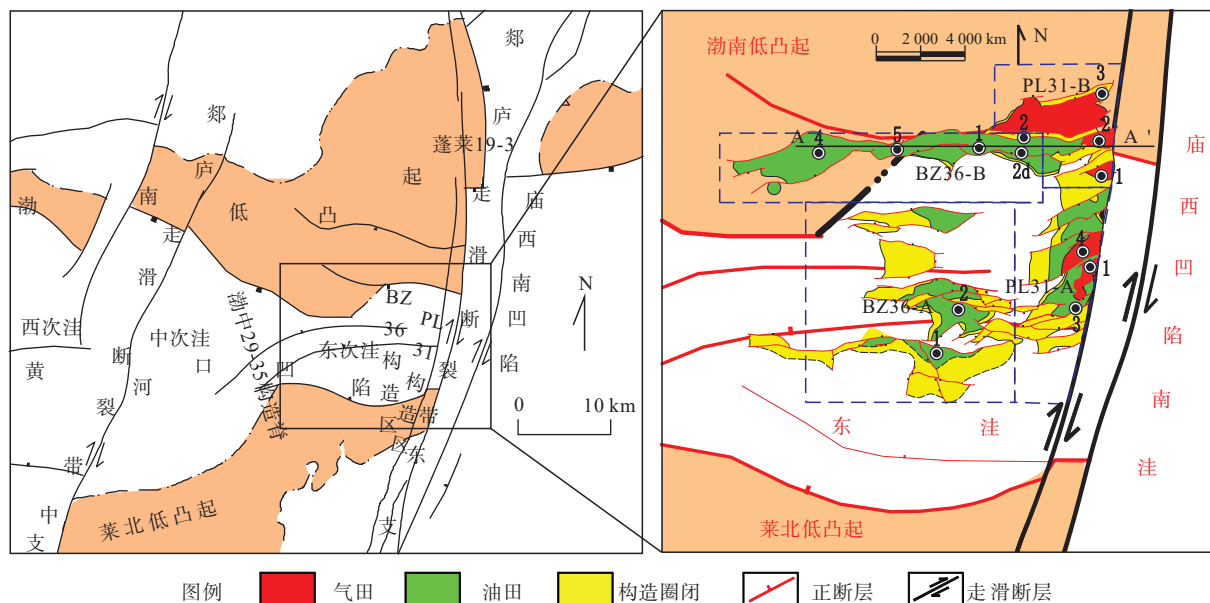


图 1 黄河口东次洼构造位置及油气分区

Fig.1 The tectonic position of the Eastern Sub-sag

2 天然气分布特征及成因

黄河口凹陷东次洼天然气在平面不同构造之间和垂向不同层位之间均存在较大的差异性。平面上,已钻井证实的含气范围与浅层均方根振幅属性^[21]预测的含气范围表明,天然气主要分布在东部 PL31 构造区和北部陡坡 BZ36-B 构造, PL31-B 构造最为富集,含气范围最大(图 2a),而西南部 BZ36-A 构造天然气不发育。垂向上,油层集中分布于明下段Ⅳ油组顶部盖层之下,该套盖层之下少有气层发育,气层主要分布于明上段底部盖层之下,集中分布于明下段Ⅰ—Ⅲ油组,少量分布在明上段

(图 2b)。

烃类气组分和甲烷碳同位素是判断天然气成因的重要指标^[20]。研究区已有的样品实验分析结果表明,烃类气组分以甲烷为主,甲烷含量为 95.89%~99.91%,乙烷含量为 0~1.09%,丙烷含量为 0~1.08%,丁烷含量为 0~0.96%,戊烷及以上组分含量较低。非烃类气组分以二氧化碳和氮气为主,二氧化碳含量为 0~0.73%,氮气含量为 0.01%~1.75%,甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -48.7‰~-46.5‰。与研究区毗邻的蓬莱 19-3 油田新近系也存在大量天然气,其成分较为复杂,烃类气中甲烷含量为 54.6%~82.35%,乙烷含量为 6.54%~14.7%,丙烷含量为 1.28%~3.48%,丁烷含量为 0.98%~1.98%,

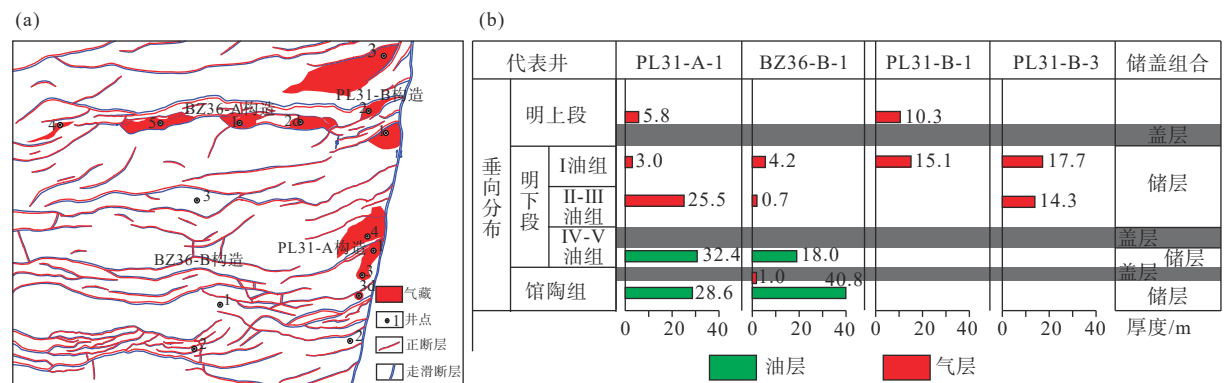


图 2 黄河口东次洼天然气平面及垂向展布特征

Fig.2 Horizontal and vertical distribution of natural gas in the Eastern Sub-sag

戊烷含量为 0.31%~0.66%, 己烷以上成分微量。非烃类气中二氧化碳含量为 6.74%~31.55%, 氮气含量为 0~0.53%, 甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-38.1\text{‰} \sim -40.4\text{‰}$ (表 1)。前人研究表明^[20,22-23], 与生物成因相关的天然气以甲烷为主, 干燥系数 $> 95\%$, $\delta^{13}\text{C}$ 值多 $< -45\text{‰}$, 研究区干燥系数为 $96.5\% \sim 100\%$, 甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值 $< -45\text{‰}$, 符合生物成因的特征, 利用 BERN-

ARD 图版^[20] 对其成因进行分析, 研究区天然气主要为生物改造成因(图 3), 其形成与细菌活动存在密切联系。邻区蓬莱 19-3 油田天然气, 干燥系数为 $77.3\% \sim 89.4\%$, 甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值 $> -45\text{‰}$, 已被证实有来自于渤中凹陷烃源岩干酪根热成因气的贡献^[21]。研究区与蓬莱 19-3 油田气组分和碳同位素差异间接证实了该区为生物成因天然气。

表 1 黄河口凹陷东次洼及围区天然气组分及碳同位素特征

Table 1 Natural gas composition and carbon isotope characteristics in the Eastern Sub-sag and surrounding areas														
井号	井深/m	层位	天然气组分/%									干燥系数/%	甲烷 $\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	
			C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	CO ₂	N ₂			
PL31-B-3	750	N ₂ m ^u	99.47	0	0	0	0	0	0	0	0.53	100	-47.5	
PL31-A-1	1 006~1 013	N ₁ m ^l	99.91	0	0	0	0	0	0	0.02	0.07	100	-46.5	
BZ36-B-1	1 286.8~1 310.0	N ₁ m ^l	96.55	0.89	0.08	0	0	0	0	0.73	1.75	99.0	-48.1	
BZ36-B-1	1 528.7~1 546.1	N ₁ g	95.89	1.09	1.08	0.33	0.63	0.32	0.04	0.41	0.01	96.5	-48.7	
PL19-3-A	1 056.5	N ₁ g	60.11	14.7	1.56	0.49	0.56	0.21	0.1	21.2	0.53	77.3	—	
PL19-3-A	1 336	N ₁ g	65.75	9	3.48	0.76	1.22	0.35	0.31	18.34	0.05	81.3	—	
PL19-3-B	1 128.5~1 150	N ₁ g	82.35	7.21	1.86	0.6	0.56	0.2	0.13	6.74	0.27	88.6	-40.4	
PL19-3-B	1 128.5~1 152.0	N ₁ g	77.64	6.54	1.28	0.5	0.48	0.2	0.12	12.34	0.5	89.4	-38.1	
PL19-3-B	1 349.0~1 380.0	N ₁ g	54.6	8.43	2.43	0.6	0.88	0.28	0.26	31.55	0	80.9	—	

注: “—” 为无数据。

前人研究表明, 浅层生物成因天然气与原油降解关系密切^[24-26]。研究区新近系馆陶组和明下段发育大量稠油油藏, 油层厚度 16~61 m, 地面原油密度为 $0.92 \sim 0.99 \text{ g/cm}^3$ ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$), 原油黏度为 $120.5 \sim 7193.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ($50\text{ }^{\circ}\text{C}$), 为重质稠油。原油生物标志物特征能够一定程度上反映原油降解程度^[20,25], 已钻井揭示大部分原油正构烷烃出现 UCM 鼓包, 总离子基线向上偏移(图 4a、b), 部分原油出现 C₂₅-降霍烷(图 4b), 反映出原油普遍遭受生物降解作用。

原油降解生成的天然气是产甲烷菌的直接产物, 甲烷菌生存需要合适的条件: ①合适的温度, $35 \sim 55\text{ }^{\circ}\text{C}$ 是产甲烷菌利用稠油生成甲烷的高峰,

超过 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 后, 几乎不再生成甲烷^[24]; ②合适的地层水条件, 中—低矿化度的 NaHCO_3 型或 CaCl_2 型地层水有利于微生物的繁殖及其对原油降解进而生成甲烷^[25]; ③合适的生存空间, 大孔隙可为产甲烷菌(约 $10\text{ }\mu\text{m}$)提供充足的空间, 连通的岩石结构能为细菌提供营养物质, 为细菌运动提供更好的条件^[26]。实钻结果表明, 研究区具备原油降解细菌生长的各项地质条件。该区主要油层段实测地层温度约 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, 处于甲烷菌利用稠油生成甲烷的最佳温度区间; 钻井揭示平均孔隙度 25.2% , 平均渗透率 $1\text{ }\mu\text{m}^2$, 平均孔喉半径 $17\text{ }\mu\text{m}$, 能为甲烷菌生长提供良好的生存空间; 水分析结果表明, 黄河口凹陷东

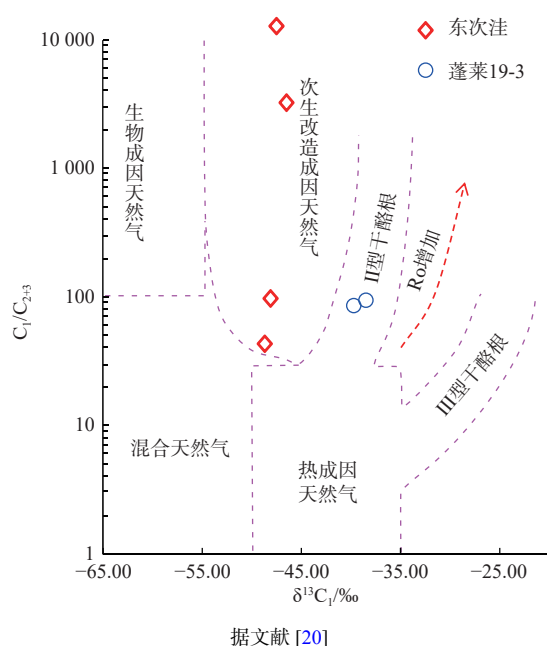


图3 黄河口东次洼天然气成因类型判别

Fig.3 Identification of genetic types in the Eastern Sub-sag

次洼地层水矿化度约为 6 500 mg/L, 水型为 NaHCO_3 型, 有利于微生物繁殖及其对原油降解进而生成甲烷。因此, 黄河口凹陷东次洼天然气是甲烷菌降解原生油藏生成的产物, 其成因为次生改造。

3 天然气横向运移机理

3.1 天然气横向运移证据

(1) 远离烃源岩和油藏的构造气藏

黄河口凹陷东次洼烃源岩主要为沙三段和沙四段^[20], 通过对有效烃源岩范围进行精细刻画,

发现 BZ36 和 PL31 构造区沙河街组烃源岩分布在 PL31-A 及 BZ36-A 构造区南部(图 5a), 厚度多 > 600 m, 最厚达 1 300 m, 且烃源岩底界埋深普遍 > 3 000 m, 最大埋深约为 3 900 m, 热演化程度较高(图 5b), 全区 R_o 介于 0.45%~0.95%, 成熟度 > 0.6% 的烃源岩分布在 PL31-A 及 BZ36-A 构造区南部(图 5c), 最大值达 0.95%, 达到了大规模生油的条件, 但不具备生成天然气的条件。已钻井揭示, 稠油油藏主要集中分布于 BZ36-B 构造 1/3/5 井区和 PL31-A 构造区(图 1), 在 PL31-B 构造区既无有效烃源岩, 又无稠油油藏, 该区天然气只可能为构造低部位原油降解横向运移而来。

(2) 天然气横向运移的调整和富集

地震剖面上的浅层亮点能够反映气层分布^[11], 在过 BZ36-B 构造区的 EW 向剖面上, 可见天然气沿断层走向连续分布, 向构造高部位含气量不断增加, 层系变浅(图 6)。在该区带最低部位钻探的 5 井在明下段 IV 油组发现油层 1.6 m, 东部 1d 井区在明下段 II—V 油组解释气层 10.4 m, 最东部 PL31-B 构造 1 井区在明下段 I 油组至明上段发现气层 25.6 m, 显示出天然气由西向东横向运移和聚集的过程。在构造位置相对高的 PL31 构造区浅层较为富气, 气层厚度均 > 10 m, 而在构造位置相对较低的 BZ36 构造带, 天然气厚度 < 5 m, 甚至无天然气产出。由构造低部位向构造高部位, 天然气厚度不断增加, 层位不断上移, 反映天然气在横向运移过程中的垂向调整和聚集。

(3) 运移过程中的天然气组分分异

天然气运移时, 天然气组分会发生分异, 致使天然气密度随天然气运移距离增大而逐渐减小, 从

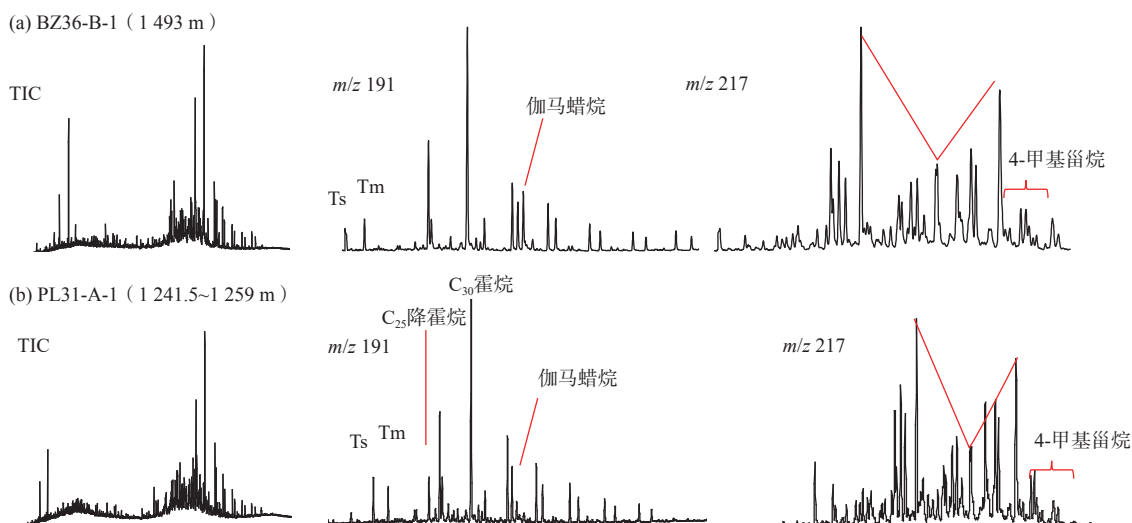


图4 黄河口东次洼典型原油地球化学特征

Fig.4 Geochemical characteristics of typical crude oil in the Eastern Sub-sag

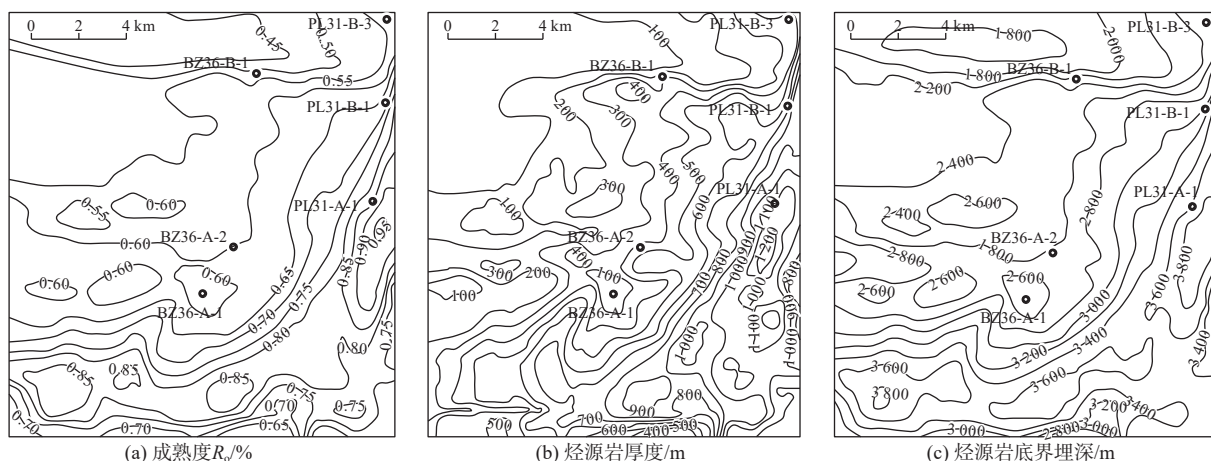
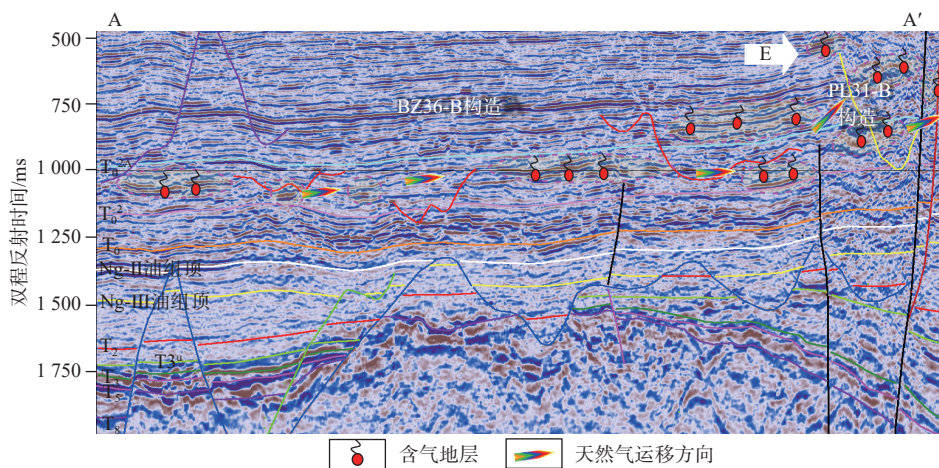


图 5 BZ36-PL31 构造区烃源条件平面图

Fig.5 The hydrocarbon source conditions in the BZ36 and PL31 structural area



剖面位置见图 1

图 6 天然气横向运移剖面

Fig.6 Cross section of natural gas migration

而认为天然气密度减小指示了天然气的运移方向,而随着天然气的长距离运移,轻质组分含量增加,重质组分减少,二氧化碳向高部位减少,含氮气量向高部位增加^[26]。整体而言,研究区 PL31-B 构造区位置最高, BZ36-B、PL31-A 构造区处于相对低部位,根据已有的 4 个样品数据,在 BZ36-B 构造区,甲烷含量为 95.89%~96.55%,乙烷含量为 0.89%~1.09%,丙烷含量为 0.08%~1.08%,二氧化碳含量为 0.41%~0.73%,氮气含量为 0.01%~1.75%;在 PL31 构造区, PL31-A-1 井甲烷含量为 99.91%,二氧化碳含量为 0.02%,氮气含量为 0.07%。构造高部位 PL31-B 构造 1 井区甲烷含量明显上升,氮气含量升高,二氧化碳含量减少,其甲烷含量为 99.47%,乙烷含量为 0.01%,氮气含量为 0.24%(表 1),无二氧化碳,反映了天然气由构造低部位向高部位运移过程中的组分分异。

3.2 天然气横向运移条件

3.2.1 区域盖层封盖

区域盖层的厚度、盖层的泥岩含量及泥质含量是评价盖层封盖能力的重要指标^[27-29]。黄河口东次洼新近系发育 3 套区域性泥岩盖层,盖层厚度为 60~90 m,整体稳定分布,因此,封盖厚度对天然气封盖能力的影响不明显,主要取决于盖层的泥质含量^[30-31]。各套盖层平均泥岩含量自下而上由 66% 增加到 88%,平均泥质含量由 78% 增加到 88%,反映出在纵向上封盖能力不断增强。其中,馆陶组顶部盖层泥岩含量及泥质含量均<80%,对原油封堵能力弱,原油能够大量突破垂向运移,原油丰度最低;明下段 IV 油组顶部的泥岩盖层泥质含量为 77%,封盖了已发现原油的约 86%,但对天然气封盖能力弱,天然气发现相对较少;明上段底部的泥岩盖层

对天然气具有很强的垂向封闭能力,其盖层泥岩及泥质含量达到约 90%,能够阻止约 65% 的天然气继续垂向运移而聚集成藏。通过 3 套储盖组合对比,对原油封堵盖层的泥岩含量临界值约为 80%,即盖层泥岩及泥质含量达到 80%,原油不能继续垂向突破而聚集成藏,天然气能够继续垂向运移,而对天然气封堵的泥岩含量临界值约为 90%。

研究区天然气成因机制决定了原油自古近系至新近系均有成藏的可能,但天然气仅局限分布于新近系。由于产甲烷菌的生存范围受控于地层温度,温度 $>80^{\circ}\text{C}$ 即无法生存,埋深 $<1\,550\text{ m}$ 的油藏才可能是天然气的有效产气源,天然气在垂向上运移的距离相对有限。已有研究表明^[32],在浅层弱成岩条件下,区域盖层能够封堵的天然气量满足未成岩接力式封盖模式,一套区域性盖层能够封盖住一定高度的天然气,若超过一定厚度,天然气便会突破盖层垂向逸散,但有一定厚度的天然气能够稳定保存。根据前人排驱压力公式计算结果^[20],明下段底部盖层能够稳定封堵 20~30 m 天然气而不向上发生逸散,为天然气在垂向上能够得以保存提供了条件,也为天然气能够横向运移提供了物质基础。

3.2.2 砂体输导

渤海南部海域在新近系沉积期,构造相对稳定,广泛发育湖盆萎缩背景下河湖交互沉积体系^[1,4]。研究区明下段处于低可容纳空间背景下,一方面表现为坡度缓,在明下段沉积中期,70 km 沉积范围内的高差仅为 60 m,坡度角 $<0.05^{\circ}$;另一方面表现为

水深浅,明下段典型藻类化石含量差异大,指示古水深波动变化频繁,并且水生植物满江红较为常见,指示水体浅。由于盆浅坡缓,有限的湖平面升降会造成大范围湖岸线迁移,在低水位期形成的网状河道受到高水位期湖浪的频繁改造,形成了以河道为主体、河道间充填席状砂的广布式砂体。在周期性湖进湖退影响下,垂向上为砂泥岩互层,平面上同期砂体厚度稳定(6~12 m)且分布范围广^[33],储集物性好(平均孔隙度 25.2%,平均渗透率 $1\,\mu\text{m}^2$),为天然气的横向长距离运移提供良好输导条件。

3.2.3 油气差异运移条件

受新构造运动影响,渤海海域为晚期成藏^[34],成藏期多在 5 Ma 至现今,现今地貌形态反映的是成藏期的构造形态。前人研究表明,油气运移受流体势控制,油气总是由高势区向低势区运移^[35]。油气流体势定量计算^[36]结果表明,在烃源岩埋藏深度一定时,流体势能大小取决于地貌高差与流体密度。对于原油而言(图 7a),流体势能较小,横向运移动力明显不足,其成藏受到不同断块控制,且原油密度较大,不易突破断层运移,因此表现为近源分块成藏特征。对于天然气而言(图 7b),其生成层位为明下段和馆陶组,天然气较原油具有更强的流体势能,在 PL31 走滑反转带北部构造高部位,天然气成藏更为有利。

综上所述,钻井、地震和天然气组分均揭示天然气发生了横向运移,受区域盖层封盖差异、广布式砂体运移和油气流体势能差异的共同控制,天然气沿明上段底部盖层稳定向构造高部位运聚成藏。

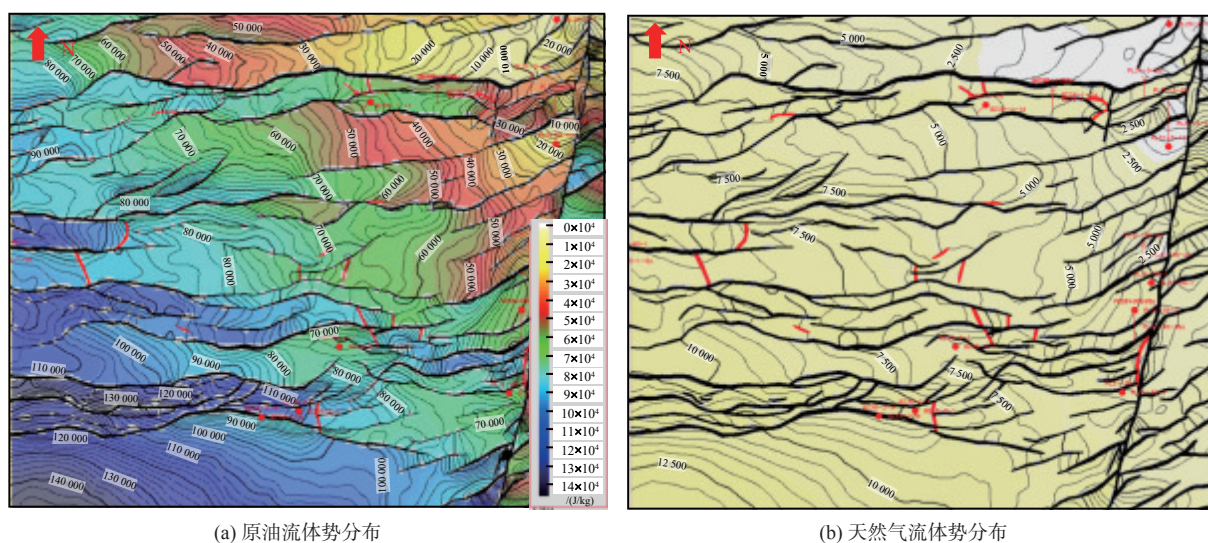


图 7 黄河口凹陷东次洼原油和天然气流体势能对比

Fig.7 Comparison in fluid potential energy between crude oil and natural gas in the Eastern Sub-sag

4 油气成藏模式

BZ36 构造区被生烃凹陷所夹持, 具备相对较高的古地貌, 为油气运聚的低势区, 在走滑反转带中, 成熟烃源岩生成的原油持续向 BZ36 构造脊运聚。构造脊由南向北逐渐抬升, 北部最高部位 BZ36-B 构造是原油向该区运移的最终归宿。由于油气供给充分、地貌较高、边界断裂活动性强, BZ36-B 构造成为构造脊最富集的区带, 明下段 IV 油组顶部的泥岩盖层之下油藏丰度达 197 万 t/km^2 , 发育“源-脊-断”的原油成藏模式。

PL31 构造区 PL31-A 构造下伏沙三、沙四段优质烃源岩^[20], 大量走滑派生断层深切烃源岩, 成藏期断层活动性 $> 15 \text{ m/Ma}$, 具备向新近系储层大规模充注的条件, 原油受明下段 IV 油组顶部的泥岩盖

层封盖聚集成藏。在晚期断裂活动性最强的 PL31-A-1 井区, 储量丰度可达 345 万 t/km^2 。本构造区主要发育“源-断”原油成藏模式。

BZ36-B 和 PL31-A 构造区原油在浅埋藏条件下遭受产甲烷菌的降解可以生成天然气。相似埋深及构造背景条件下, 天然气相比于原油具有更强的横向突破能力, 受区域盖层垂向封盖能力的差异性控制, 天然气突破明下段 IV 油组顶部泥岩盖层, 在明上段底部盖层的封盖下, 受流体势能驱动, 在 PL31-B 构造区形成高丰度气藏。由于横向突破能力的差异性, 仅一条断层分割的 BZ36-B-2 井区与 PL31-B-2 井区呈现明显不同的油气分布格局, 在断层西部 BZ36-B 构造区以原油为主且丰度较高, 在断层东部未钻遇油层, 仅发育天然气。因此, 研究区天然气主要发育横向运移、高点聚集的成藏模式 (图 8)。

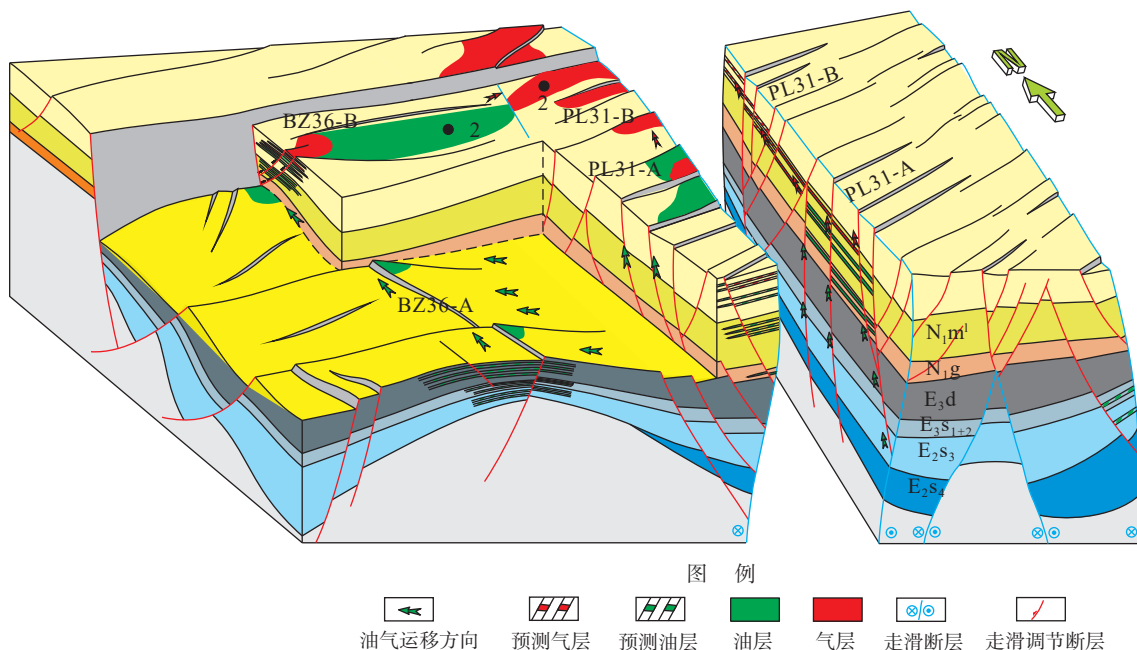


图 8 黄河口凹陷东次洼油气差异成藏模式

Fig.8 Model of differential reservoir formation of oil and gas in the Eastern Sub-sag

整体而言, 黄河口凹陷东次洼表现为小洼差异供烃、脊-断联合控运、区域盖层控保的油气差异成藏, 油气在平面上呈现出“平面分区, 垂向分层”的油气分布规律。

研究区天然气主要来自于稠油油藏, 根据已有天然气的资源规模, 可以推算稠油油藏规模。稠油厌氧微生物实验结果表明 ($35 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 下历时 360 d), 1 t 原油可以将自身 $1/4$ 的质量转换为天然气, 生成 $226.03 \sim 264.75 \text{ m}^3$ 的天然气, 其中, 甲烷约占

70% ^[37]。黄河口凹陷东次洼已发现天然气三级地质储量约 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$, 天然气剩余资源量约 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$, 在不考虑天然气散失的前提下, 推算研究区稠油资源规模约为 1.05 亿 t。同时, 在中国众多稠油油田, 也发现了大量原油降解气, 特别是松辽盆地西斜坡^[38], 根据对该构造带成熟油田及气田的储量统计, 已发现稠油探明地质储量约 $5 \times 10^7 \text{ t}$, 天然气探明地质储量约 $5 \times 10^9 \text{ m}^3$, 1 t 稠油约对应 100 m^3 天然气发现, 结合天然气资源规模, 推算研究区石

油地质储量至少在 6×10^7 t 以上。天然气向浅层运移过程中容易逸散损失,由原生稠油油藏生成的天然气比已发现的天然气储量规模更大,对应的稠油储量规模应大于理论值。受原油降解菌生存温度限制,结合黄河口凹陷东次洼地温梯度,研究区稠油油藏埋深应 $< 1\,550$ m。该结论明确了该区下步勘探方向,也可具备类似地质背景的盆缘洼陷勘探提供一定的借鉴与指导。

5 结论

(1)黄河口凹陷东次洼天然气主要来源于低部位原油遭受甲烷菌降解生成的次生改造成因天然气。受区域盖层差异封盖、广布式砂体运移和油气差异流体势能的共同控制,天然气沿明上段底部盖层之下稳定向构造高部位横向运聚成藏。

(2)受控于“小洼差异供烃、脊-断联合控运、区域盖层控保”,明确了研究区油气“平面分区、垂向分层”的油气分布规律,建立天然气横向运移、高点聚集的成藏模式,BZ36-A、PL31-A 是有利的稠油油藏勘探区带,PL31-B 构造区是有利的天然气藏勘探区带。

参考文献:

- [1] 薛永安,杨海风,徐春强,等.渤海湾盆地垦利 6-1 亿吨级岩性油田成藏条件及勘探关键技术 [J]. 石油学报, 2022, 43(2): 307-324.
- [2] 徐长贵.渤海海域大型伸展-走滑复合断裂特征与控藏作用 [J]. 中国海上油气, 2022, 34(6): 1-13.
- [3] 蒋有录,刘培,宋国奇,等.渤海湾盆地新生代晚期断层活动与新近系油气富集关系 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 525-533.
- [4] 王德英,张宏国,官大勇,等.环渤中地区新近系控藏模式与高丰度油藏勘探实践 [J]. 石油学报, 2021, 42(3): 273-282.
- [5] 薛永安,王德英.渤海湾油型湖盆大型天然气藏形成条件与勘探方向 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 260-271.
- [6] 徐长贵,于海波,王军,等.渤海海域渤中 19-6 大型凝析气田形成条件与成藏特征 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 25-38.
- [7] 施和生,王清斌,王军,等.渤中凹陷深层渤中 19-6 构造大型凝析气田的发现及勘探意义 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 36-45.
- [8] 闵琪,付金华,席胜利,等.鄂尔多斯盆地上古生界天然气运移聚集特征 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 26-29.
- [9] 李军亮,唐再君,高飞,等.断裂带中层天然气成藏特征:以济阳坳陷东营北部断裂带为例 [J]. 特种油气藏, 2003, 10(3): 29-31, 34-93.
- [10] 蒋有录,李明阳,王良军,等.川东北通南巴地区断裂对致密砂岩天然气成藏及富集的控制作用 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(5): 19-31.
- [11] 唐宇,吕正祥,叶素娟,等.成都凹陷上侏罗统蓬莱镇组天然气运移特征与富集主控因素 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 281-287.
- [12] 刘俞佐,石万忠,刘凯,等.鄂尔多斯盆地杭锦旗东部地区上古生界天然气成藏模式 [J]. 岩性油气藏, 2020, 32(3): 56-57.
- [13] 赵双丰,张枝焕,李文浩,等.川西坳陷孝泉-新场地区陆相天然气地球化学及运移特征 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(2): 31-38.
- [14] 李建平,辛仁臣,向淑敏,等.渤海湾盆地黄河口凹陷古近系东营组三段沉积特征 [J]. 古地理学, 2008, 4: 363-370.
- [15] 温宏雷,邓辉,李正宇,等.渤海海域新近系明化镇组断裂控藏作用定量评价 [J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(4): 36-42.
- [16] 姜治群,吴智平,李伟,等.断裂对黄河口凹陷新近系油气分布的控制作用 [J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 50-54.
- [17] 许婷,候读杰,赵子斌,等.渤海湾盆地黄河口东洼优质烃源岩发育控制因素 [J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(1): 11-32.
- [18] 王新宙,兰晓东,刘豪,等.渤海湾盆地黄河口凹陷中洼断裂生长及其对新近系油气富集的控制作用 [J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(11): 73-81.
- [19] 吕丁友,黄振,杨海风,等.构造形变体对油气垂向运移的控制作用及勘探意义:以渤海湾盆地环渤中凹陷新近系油气勘探为例 [J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1078-1088.
- [20] 杨海风,王德英,高雁飞,等.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 [J]. 石油学报, 2019, 40(5): 509-518.
- [21] 田连玉.三湖坳陷第四系生物气异常识别技术及应用:以诺木洪北地区为例 [J]. CT 理论与应用研究, 2015, 24(2): 261-269.
- [22] 张水昌,赵文智,李先奇,等.生物气研究新进展与勘探策略 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 90-96.
- [23] 张义纲,陈焕疆.论生物气的生成和聚集 [J]. 石油与天然气地质, 1983, 4(2): 160-170.
- [24] 朱光有,张水昌,赵文智.中国稠油区浅层天然气地球化学特征与成因机制 [J]. 中国科学(D 辑), 2007, 37(2): 80-89.
- [25] 刘得光,龚红燕,鲁斌,等.斋桑盆地东部天然气成因及勘探潜力 [J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 603-606.
- [26] 朱光有,赵文智,张水昌.稠油降解气的特征与识别及其勘探潜力 [J]. 中国石油勘探, 2006, 4: 52-57.
- [27] 曹倩,金强,程付启.柴达木盆地东部第四系生物气盖层封盖能力探讨 [J]. 新疆石油地质, 2012, 33(5): 623-626.
- [28] 张林峰,包友书,刘庆,等.盖层物性封闭能力与油气流体物理性质关系探讨 [J]. 中国科学(地球科学), 2010, 40(1): 28-33.
- [29] 聂海宽,徐波,李雪超.流体排驱压力差异性实验研究 [J]. 石油实验地质, 2007, 29(5): 531-534.
- [30] 曲长伟,张霞,林春明,等.杭州湾地区晚第四纪浅层生物气藏盖层物性封闭特征 [J]. 地球科学进展, 2013, 28(2): 209-220.

- [31] 游秀玲. 天然气盖层评价方法探讨 [J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(3): 261-275.
- [32] 刘刚, 张义杰, 姜林. 断层输导下储集层排驱压力对油气成藏影响作用 [J]. 地质科技情报, 2015, 34(1): 118-122.
- [33] 刘文超, 沈孝秀, 王少鹏, 等. 黄河口凹陷明化镇组下段网状浅水三角洲沉积 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(1): 30-40.
- [34] 薛永安, 韦阿娟, 彭靖淞, 等. 渤海湾盆地渤海海域大中型油田成藏模式和规律 [J]. 中国海上油气, 2016, 28(3): 10-19.
- [35] 路琳琳, 于兴河, 杨帆, 等. 蠡县斜坡鼻状构造成因及其对成藏的控制作用 [J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(3): 20-24.
- [36] 庞雄奇, 李丕龙, 张善文, 等. 陆相断陷盆地相-势耦合控藏作用及其基本模式 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 641-652, 663.
- [37] 李赞豪, 李季, 向龙斌, 等. 原油的厌氧细菌降解作用及其产物特征 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 31-36.
- [38] 夏永江, 王延斌, 王晓波, 等. 松辽盆地北部浅层气成藏主控因素及勘探有利区 [J]. 石油学报, 2012, 33(6): 961-969.

Origination and accumulation of oil and gas in Eastern Sub-sag, Huanghekou Sag

GAO Yanfei, YANG Haifeng, WANG Deying, WANG Hang, HUANG Zhen

(Tianjin Branch of CNOOC (China) Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: The Eastern Sub-sag of Huanghekou Sag is a typical marginal sag in the south of Bohai Bay Basin. Because the basin is shallow and small, the source rock distribution range is limited and the maturity is low, it does not have large-scale gas generation conditions, but a large amount of natural gas is developed far away from the source rock area. Based on more than 20 drilling data and three-dimensional seismic data and combined natural gas composition and isotope data, the distribution pattern and genesis of natural gas in the study area was analyzed, the lateral migration mechanism of natural gas was clarified, the main controlling factors of oil and gas differential distribution were untangled, and the oil and gas differential reservoir formation model established. Results indicate that the natural gas is of secondary transformation origin, derived mainly from degraded crude oil from the primary oil reservoir. Under the joint control of regional cap rocks with differential sealing abilities, widespread sand bodies, and fluid potential energy of oil and gas, the natural gas migrates and accumulates steadily towards high structural areas below the bottom cap of the Pliocene Upper Member of Minghuazhen Formation to form reservoirs. The Eastern Sub-sag is characterized by differential hydrocarbon supply in small depressions, combined control of ridges and faults, and regional cap rock preservation for oil and gas accumulation. The natural gas reservoirs, as products of primary oil reservoirs, could guide the exploration of heavy oil reservoirs in low structural areas based on the estimation of natural gas scale. This study provided guidance for the exploration in basin-edge depressions with similar geological backgrounds.

Key words: Huanghekou Sag; Eastern Sub-sag; natural gas origin; crude oil degradation gas; lateral migration mechanism; differential accumulation mode