

文章编号: 1000-0550(2007)03-0474-08

东营凹陷南斜坡深层成藏特征及主控因素分析^①

王圣柱¹ 梁毅² 钱克兵¹ 金强³ 王力³

(1 中石化胜利油田有限公司地质科学研究院 山东东营 257015; 2 中油测井技术服务有限责任公司 北京 100104;
3 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院 山东东营 207061)

摘要 东营凹陷南斜坡王家岗地区处于丁家屋子鼻状构造带背景之上, 紧邻牛庄生油洼陷, 油源丰富, 断层—骨架砂体—不整合面相互配置为油气运聚提供了良好的成藏条件。油源对比分析表明, 该区存在三种成因类型的原油: 北部 E_{k1}^{2-4} 深部油藏和王古 1 井奥陶系油藏为孔二段烃源岩提供的原油; 而 E_{k1}^{1-2} 浅部油藏为孔二段和沙四上亚段烃源岩生成的混合型原油; 浅层沙河街组油藏主要为沙四上亚段烃源岩生成的原油。对该区深层典型油藏成藏要素分析, 认为丁家屋子构造带继承性鼻状构造背景、沙四上亚段—孔二段两套烃源岩和输导体系—圈闭的有效空间配置是油气成藏的主控因素。

关键词 原油成因类型 成藏特征 主控因素 王家岗地区

第一作者简介 王圣柱 男 1979 年出生 硕士 石油地质和地球化学 E-mail: pillarl979@163.com

中图分类号 TE122 **文献标识码** A

中浅层油气勘探已进入中、高勘探成熟阶段, 为了实现老油田(区)的稳产, 加大对勘探程度较低的深部层系的研究力度是重要的途径之一。一般来说, 深层是指埋深大于 3500 m 的层系, 本文中“深层”特指东营凹陷南斜坡孔店组及其以下层系, 从而区别于以往的浅层沙河街组及其以上层系。近年来在王家岗丁家屋子构造带发现了 10 多个孔一组油藏和王古 1 井奥陶系油藏^[1, 2], 同时 2004 年初王 46 井钻遇了大套孔二段暗色泥岩, 勘探实践表明该区深层具有良好的勘探潜力^[3, 4]。李素梅等对该区孔店组和王古 1 井奥陶系原油油源特征作了详细分析, 认为其为孔二段与沙四上亚段烃源岩生成的混源油^[1, 2], 虽然与本人的认识存在一定差异^[5], 但都共同说明了东营凹陷深层存在孔二段这套新型油源, 拓宽了油气勘探的空间。同时由于受深层地震、钻井等资料及构造复杂性的限制, 以孔二段为源岩的油气成藏规律研究较为薄弱。因此, 有必要对深层油气成藏特征及主控因素进行深入分析, 查明油气分布规律, 从而对进一步油气勘探起到一定的指导作用。

1 地质概况

王家岗地区位于东营凹陷南斜坡陈官庄—王家岗断裂构造带的东段, 北接牛庄洼陷, 南临乐安油田, 东西两侧分别为八面河油田和纯化油田, 勘探面积约

265 km²(图 1)。研究区整体上为一北部埋深大, 向南逐渐抬升的斜坡, 从孔店组顶部构造图上可以看出, 沿王古 1—王斜 131—王 100 井发育一北东向的丁家屋子鼻状构造带, 同时受后期构造运动的影响, 该构造脊被一系列断层切割, 如王斜 131、王斜 133、王 14 北等断层与北东向断层相交形成一系列断鼻、断块圈闭, 为油气运聚提供了条件。钻井和地震资料揭示该区地层发育比较齐全, 构造高部位地层因抬升发生剥蚀, 自下而上主要发育古生界、中生界、孔店组、沙河街组、东营组、馆陶组、明化镇组和第四纪平原组。其中孔二段仅分布在王古 1—王斜 71 井一线以北的洼陷区, 孔一段分布较为广泛。勘探实践表明沙三上和沙四下亚段是牛庄洼陷两套重要的烃源岩^[6-8], 最近发现的孔二段也可能是东营凹陷的重要生油层。

2 原油成因类型

研究区王斜 133、王斜 131、王 100 等井孔一段和王古 1 井奥陶系原油。从原油物性特征看, 具有低密度, 低粘度, 低含硫量、高凝固点、高含蜡量的特点; 在生物标志化合物方面, 规则甾烷相对含量 $C_{29} > C_{27} > C_{28}$, 呈反“L”型或不对称“V”型分布, 表明其生源中陆源高等植物含量较高^[4, 2, 5]; 在芳烃分布特征来看, 孔店组和奥陶系原油芳烃绝对丰度约为 385 ~

①国家自然科学基金项目“盐湖相优质烃源岩研究(批准号: 40572084)”资助

收稿日期: 2006-09-08 收修稿日期: 2006-11-07

5218 $\mu\text{g/g}$ 平均为 1674 $\mu\text{g/g}$ 不含或仅有少量的脱羟基维生素 E ($0 \sim 58 \mu\text{g/g}$)^[1,2]。以上特征与浅层沙河街组原油形成鲜明对比, 但与潍北和大港沧东—南皮凹陷孔店组原油特征存在相似性^[9~12], 表明该区孔一段和奥陶系原油是不同于浅层沙河街组原油的另一类新型原油。根据研究区发现原油含硫量、含蜡量、饱和烃气相色谱、规则甾烷、三环萜烷、伽马蜡烷、重排甾烷、4 甲基甾烷、甾烷 藿烷比值和成熟度等多个指标, 进行精细的油源对比, 认为孔二段和沙四上亚段烃源岩生成油气在该区形成三种成因类型的原油, 其中第一种和第三种成因类型原油属于深层原油, 该部分已有另文详细论述^[5], 此处只简单介绍其地化特征。

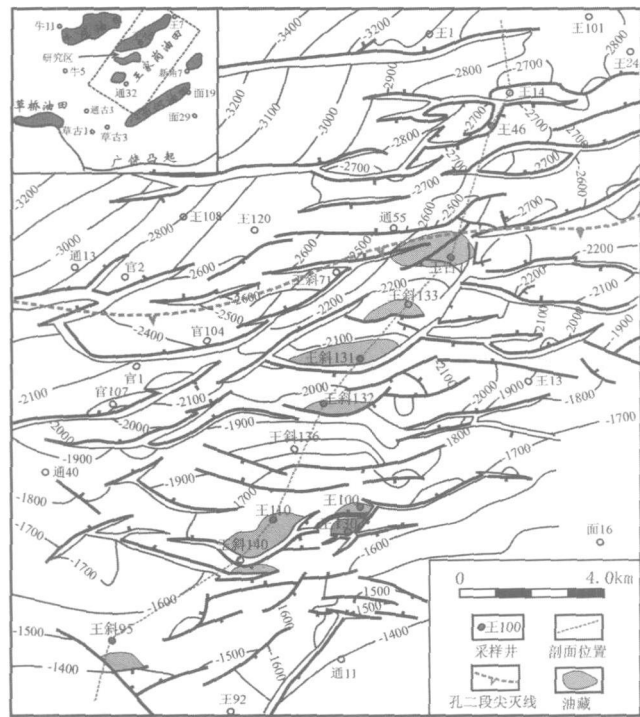


图 1 王家岗地区区域位置及孔一段顶面 (T₁) 构造图
Fig 1 Regional location of Wangjiagang area and the top structure map of Kongdian Formation

第一种成因类型原油主要分布在丁家屋子构造带王斜 133、王斜 131、王 100 等井孔一段 2~4 砂层组 (E_{k1}²⁻⁴) 和王古 1 井奥陶系潜山油藏内, 具有低密度 ($0.7984 \sim 0.9454 \text{ g/cm}^3$)、低含硫量 ($0.05\% \sim 0.44\%$)、高含蜡量 ($28.85\% \sim 37.1\%$)、高凝固点 ($27 \sim 53^\circ\text{C}$) 特征。饱和烃色谱呈“单峰型”, 具有植烷优势, 正构烷烃含量丰富, 姥鲛烷、植烷相对含量较低, 反映了弱还原—还原沉积特征。规则甾烷 ($C_{29} >$

$C_{27} > C_{28}$) 呈反“L”型或不对称“V”型分布, 表明其生源中陆源高等植物占有重要比例。此外, 该类原油还具有高成熟度、高三环萜烷含量、低甾烷 藿烷比值的特征, 一方面反映了原油成熟度较高, 另一方面也表明细菌或藻类生源贡献较大^[13]。原油高硫芴系列含量 ($32.2\% \sim 59.1\%$), 较高伽马蜡烷含量 (伽马蜡烷 C_{30} 藿烷为 $0.24 \sim 4.73$), 反映了还原性咸化沉积环境特征^[14]。另外原油重排甾烷、4 甲基甾烷也不发育 (表 1 图 2A)。前人研究认为, 研究区中、古生界不太可能成为该类原油的主力烃源岩^[15], 虽然该类原油与王 46 井孔二段烃源岩不具备显著的 C_{29} 规则甾烷优势特征不完全一致, 但结合区域构造背景, 孔二段沉积期湖盆分割性较强^[2,16], 造成该套烃源岩非均质性较强, 可能目前在东营凹陷还没有钻遇与渤海湾盆地典型孔二段烃源岩特征一致的烃源岩, 因此不能排除孔二段供烃的可能性。

第二种成因类型原油来源于沙四上亚段咸水湖相腐泥型有机质。主要分布在浅层沙河街组油藏内, 以高密度 ($0.879 \sim 0.975 \text{ g/cm}^3$)、高含硫量 ($0.56\% \sim 2.37\%$)、低含蜡量 ($5.6\% \sim 13.35\%$) 为特征。饱和烃色谱异构烷烃含量异常丰富, 植烷往往成为色谱图上的绝对主峰, 偶碳优势、植烷优势 ($Pr/Ph < 1.0$), 预示了菌藻类或古细菌是其重要有机质来源^[11]。高伽马蜡烷含量是该类原油的另一识别标志 (伽马蜡烷指数一般 > 0.5)。规则甾烷相对含量 $C_{27} > C_{29} > C_{28}$ 呈“V”型分布, 重排甾烷、4 甲基甾烷含量低, 甲藻甾烷丰富 (表 1 图 2B), 指示了原油来源于封闭咸化湖相沉积环境的特有藻类母质^[13]。该类原油成熟度较低^[17], 与源于孔二段的高成熟原油形成对比。

第三种成因类型原油综合分析为孔二段与沙四上亚段烃源岩生成的混源油。在研究区分布较广, 主要分布在王斜 131、王斜 132、王 130 等井孔一段 1、2 砂层组 (E_{k1}^{1,2}) 圈闭内。原油物性特征与第一种原油相似, 其中最显著的特征是饱和烃色谱呈“双峰型”, 并且具有植烷优势、中等伽马蜡烷含量的特点, 明显区别于沙三下亚段烃源岩的“双峰型”或“单峰型”、姥鲛烷或弱植烷优势和低伽马蜡烷特征, 但也不同于沙四上亚段烃源岩的“单峰型”、偶碳优势和植烷含量异常丰富、高伽马蜡烷特征^[6-8]。综合分析该类原油物性及生标特征具有前两类原油的共同特征 (表 1 图 2C)。

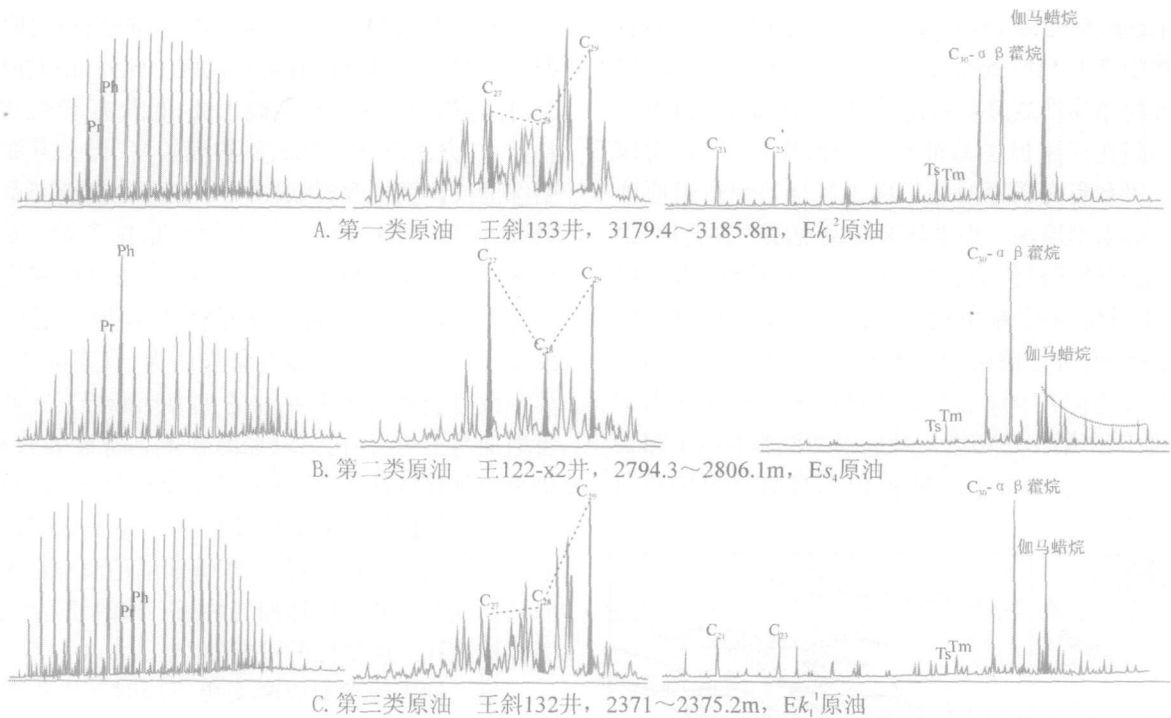


图 2 王家岗地区 3 种典型原油饱和烃和甾萜烷质量色谱图

Fig 2 Gas chromatograms and mass chromatograms of saturated hydrocarbon in the three typical oils in Wangjiagang area Dongying depression

表 1 王家岗地区三种成因类型原油和烃源岩部分地球化学参数

Table 1 Geochemical parameters of three kinds of oils and source rocks in Wangjiagang area

参数	原油 (油砂)			烃源岩		
	第一类原油	第二类原油	第三类原油	沙三下	沙四上	孔二段
$C_{21}+C_{22} / C_{28}+C_{29}$	1.10~1.44	1.11~3.71	0.74~6.45	0.74~1.66	0.61~2.05	0.33~8.94
$\sum C_{21} / \sum C_{22}$	0.45~1.08	0.64~7.07	0.35~7.61	0.56~1.55	0.24~1.27	0.06~2.05
Pr/Ph	0.51~0.72	0.14~0.7	0.16~0.79	0.71~2.75	0.09~1.11	0.36~0.83
Pr/nC ₁₇	0.27~0.44	0.96~9.61	0.22~4.121	0.45~1.42	0.61~5.80	0.41~0.82
Ph/nC ₁₈	0.18~0.77	1.96~29.42	0.12~6.3	0.34~0.930	0.90~36.98	0.57~1.58
Ts/nm	0.55~1.86	0.14~0.97	0.36~0.9	0.27~3.28	0.05~10.87	0.56~0.72
伽马蜡烷 / C ₃₀ 藿烷	0.24~4.73	0.14~3.49	0.23~0.97	0.05~0.45	0.04~12.1	0.21~0.83
C ₂₉ αααS / (S+R)	0.41~0.48	0.33~0.46	0.36~0.52	0.09~0.51	0.05~0.62	0.24~0.45
C ₂₉ ββ / (αα+ββ)	0.39~0.66	0.29~0.45	0.34~0.71	0.03~0.56	0.02~0.61	0.28~0.40
C ₃₅ / C ₃₄ 藿烷	0.53~0.84	0.61~1.32	0.65~0.93	0.32~1.21	0.36~3.74	0.53~1.21
三环藿烷 / 五环藿烷	0.22~0.62	0.03~0.16	0.20~0.45	0.01~0.10	0.03~0.10	0.08~0.26
4 甲基甾烷 / C ₂₉ 甾烷	0.13~0.27	0.22~0.58	0.12~0.21	0.07~0.61	0.08~0.34	0.26~0.42
甾烷 / 藿烷	0.13~0.79	0.30~3.86	0.37~0.94	0.11~1.40	0.64~8.99	0.33~1.77

3 典型油藏成藏分析

根据原油物性、生物标志化合物运移分馏效应特征,结合构造背景初步分析,平面上原油沿丁家屋子构造带由北向南运移,剖面上由深向浅垂向运移。为了更好的揭示其成藏机制和主控因素,对该区典型油藏成藏过程进行解剖。

3.1 孔店组油藏解剖

王斜 133—王斜 131—王斜 132 孔一段油藏位于丁家屋子构造带中部相互平行的南掉弧形断层(王斜 133、131、132 断层)上升盘遮挡形成的鼻状构造高部位。这三个油藏中原油饱和烃色谱由北向南依次呈“后峰型”、“前峰型”逐渐变为“双峰型”(图 2A、图 2C),反映了原油运移分馏和沙四上亚段生成原油

的混入特征。垂向上含油层位由北向南逐渐变浅, 油层数目减少, 可能反映出下部油源较为充足, 原油由下而上垂向运移的特征。另外, 王斜 131 井孔一段 3062.8~3094.0 m、2467.3~2495.8 m 和 2245.2~2247.5 m 三个原油样品成熟度、含蜡量、凝固点呈降

低趋势, 含硫量、甾萜比逐渐增大(表 2), 也显示出孔二段生成的原油从下向上运移的特征, 并且越往浅部沙四上亚段烃源岩生成的原油特征越明显, 表明其混入比例越大。

表 2 王斜 131 井孔一段深浅层原油参数

Table 2 Physical properties and geochemical parameters of the crude oil from Well Wangxie-131 in Ek₁ Formation

井段 m	层位	密度 g/cm ⁻³	粘度 mP·s	凝固 /°C	含蜡 %	含硫 %	Pr/hC ₁₇	Ph/hC ₁₈	Ts/Tm	A	B	C	D
3062.8	Ek ₁ ¹	0.8229	2.94	44	31.73	0.05	0.18	0.29	1.86	4.73	0.59	0.57	0.13
2467.3	Ek ₁ ²	0.8320	14.6	39	22.84	0.18	0.20	0.33	0.93	1.34	0.45	0.61	0.33
2245.2	Ek ₁ ³	0.7984	2.99	29	-	0.26	0.22	0.35	0.90	0.85	0.43	0.63	0.64

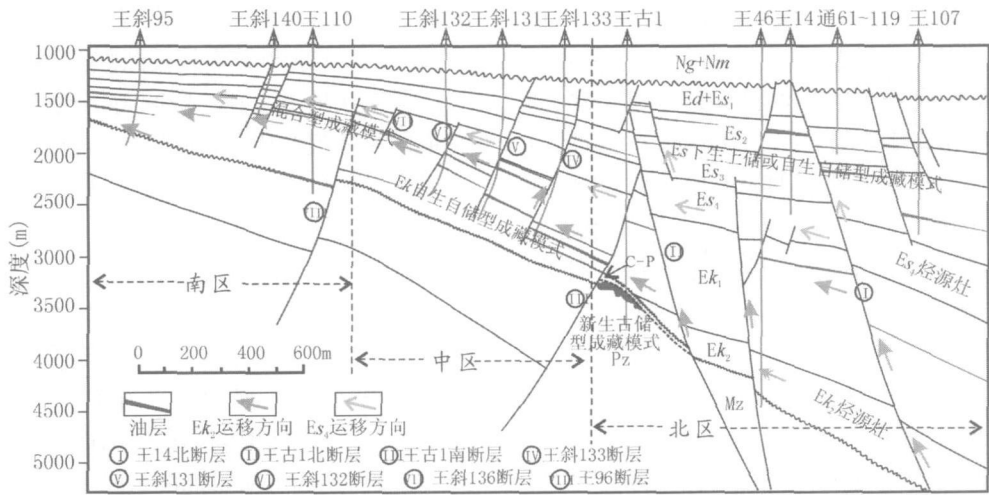


图 3 王家岗地区油气成藏模式图

Fig 3 Petroleum accumulation patterns of Wangjiagang area

由图 3 可以看出, 王斜 133—王斜 131—王斜 132 三个鼻状构造油藏由北向南依次分布, 构造背景、成藏特征相似。油层分布具有自北向南由深变浅的特点, 单井含油井段较长 (>250 m), 但油层较薄 (一般为 2~4 m), 由于断层切割, 断块间砂体连通性较差。孔二段生成原油通过王古 1 南断层垂向运移进入王斜 133 断块, 然后沿砂体和王斜 133、王斜 131、王斜 132 断层呈阶梯状向南、向上运移, 最终在断层封闭性较好的部位聚集成藏。由原油地化参数分析可知, 该成藏序列孔一段深浅层原油生标特征存在差异, 主要原因是沙四上亚段烃源岩生成的原油通过研究区北部的王 14 北、王古 1 北等较大规模断层进入孔一段储层, 然后通过砂体、断层往南运移与孔二段烃源岩生成的原油混合, 使孔一段 (Ek₁¹⁻²) 浅部原油表

现出沙四上和孔二段烃源岩生成油气的混合特征, 而 Ek₁²⁻⁴ 深部原油来源于为孔二段烃源岩。

另外, 王 100 和王 130 井孔一段油藏位于丁家屋子构造带南部两个小型鼻状构造高部位, 也反映出孔店组原油从下部充注不断向上运移的特征, 并且表现出浅部油藏圈闭沙四段生成原油混入比例较大的成藏特征。其中饱和烃色谱分布特征变化最为显著: 王 100 井深层 Ek₁² 原油 (2112.2~2129.8 m) 呈弱“双峰型”, 而浅层 Ek₁¹ 油砂 (1856.5 m) 变为“双峰型”; 王 130 井深层 Ek₁³ 原油 (2179.8~2195.3 m) 饱和烃也由“后峰型”到浅层 Ek₁¹ 油砂 (1899.8 m) 变为“双峰型”。另外, 从深浅不同层位原油及油砂的其他参数变化特征也印证了以上认识(表 3)。

表 3 王 100—王 130 井孔一段深浅层原油参数

Table 3 Geochemical parameters of the oil or oil sands from Wang 100 and Wang 130 Wells in E₁ Formation

井号	深度 m	主峰 碳数	$C_{21}+C_{22} / \sum C_{21-} /$ $C_{28}+C_{29} / \sum C_{22+}$	Pr/Ph	Pr/hC ₁₇	Ph/hC ₁₈	Ts/Tm	A	B	C	D	E	F
王 100	2112.2~2129	23	1.24 / 0.90	0.61	0.33	0.57	0.55	0.60	0.42	0.68	0.43	0.7	0.21
王 100	1856.5	17	3.14 / 2.62	0.65	1.11	1.82	0.61	0.88	0.46	0.40	0.89	0.27	0.77
王 130	2179.8~2195.3	23	1.16 / 0.69	0.57	0.35	0.64	0.55	0.56	0.41	0.66	0.75	0.62	0.23
王 130	1899.8	19	2.79 / 1.74	0.64	0.54	0.12	0.59	0.95	0.46	0.41	0.93	0.28	0.83

3.2 王古 1 井奥陶系潜山油藏解剖

王古 1 井奥陶系古潜山油藏与上述油藏不同,具有新生古储的特点。油源分析为孔二段烃源岩生成的原油^[18]。王古 1 奥陶系油藏具有良好的油气成藏条件:紧邻孔二段生油洼陷,并有王古 1 北断层沟通孔二段油源;再者,潜山下古生界碳酸盐岩经历了长期的成岩作用、多次构造运动及风化剥蚀作用的改造,产生了大量的成岩次生孔隙、构造裂隙和溶蚀洞缝,形成了良好的储集空间。孔二段烃源岩生成的原油,通过王 14 北、王古 1 北等油源断层垂向运移,进入砂体后横向运移,通过孔二段与上古生界不整合面和上一下古生界之间的不整合面运移进入潜山圈闭,在潜山顶部石炭系泥岩盖层遮挡下成藏(图 3)。

3.3 油气成藏模式

通过前面油气运移及成藏解剖分析,研究区不同构造部位成藏特征存在一定差异。根据孔二段和沙四上亚段烃源灶—运移通道—圈闭空间关系,由于与该区深层原油特征完全一致的源岩还有待于进一步发现,研究区深层可能存在以下三种成藏模式。

第一种是孔店组“自生自储型”成藏模式。北部王 14 北、王古 1 北等断层沟通了孔二段烃源岩和孔一段储层,生成原油沿油源断层垂向运移,遇到与断层对接的砂体横向运移,后又沿王斜 133、王斜 131 和王斜 132 等断层和骨架砂体“阶梯状”运移,在断层遮挡的合适圈闭中聚集成藏。在王 110 井以南,断层发育较少垂向运移特征不明显,但砂体相对发育且连通性好,油气主要沿砂体和孔店组—中生界之间的不整合面顺斜坡往南运移,在不整合面附近成藏(如王斜 99 井 2385~2392 m 为孔店组与中生界之间不整合面遮挡形成的岩性油藏),或在断层遮挡下成藏(如王斜 95 井 E₁¹(1885~1889 m)油藏)(图 3)。

第二种是指孔二段和沙四上亚段烃源岩生成的原油“混合型”成藏模式。孔二段烃源岩生成的油气沿王 14 北、王斜 133、王斜 131 等断层和砂体“阶梯状”运移,在 E₁¹⁻² 浅部圈闭和沙河街组圈闭(如通

61-119 井 2029.5~2030.8 m E₂油藏可能是通过王 14 北断层运移在沙二段圈闭形成混源油,只是沙四段贡献较大,表现出更多的沙四段烃源岩特征,以前只是注重沙河街组烃源岩的生烃能力,而忽视了孔二段的生烃贡献)先期成藏。沙四上亚段烃源岩生成的原油往南运移过程中,在异常压力作用下通过王 14 北、王古 1 北等较大规模断层,或在沙四上亚段与孔一段对接处进入孔一段圈闭,与原先孔二段烃源岩生成的原油混合成藏(图 3)。结合以上分析,根据孔二段烃源岩生成油气成藏特征,推测在沙河街组及其以上层位还应有孔二段生成的油气,可能由于样品采样的限制不能进行地化分析一一证实。

第三种指“新生古储型”潜山成藏模式。孔二段烃源岩生成的原油主要在浮力作用下沿王古 1 北油源断层垂向运移,遇到上下古生界不整合面横向运移,进入王古 1 井奥陶系古潜山成藏(图 3)。

此外,沙四上亚段烃源岩除了与孔二段烃源岩形成“混合型”成藏模式外,更主要的是在浅层沙河街组层段以垂向运移为特征,形成“下生上储”和“自生自储型”成藏模式。根据油气成藏特征及规律推测在研究区以北的洼陷区,还可能存在孔二段自生自储的岩性圈闭油气藏。

4 成藏主控因素分析

4.1 烃源灶对成藏的控制作用

油气勘探实践表明,烃源灶对油气成藏及分布起着重要的控制作用。烃源灶的生烃潜力大小是油气成藏油源是否充足的保障。王 46 和莱深 1 井孔二段烃源岩地化分析 R_o 为 0.85%~1.25%,仍处于生油高峰附近;以 II₂-III 型干酪根为主,TOC 为 0.17%~1.41%,平均为 0.764%,综合评价为中等—差烃源岩。与沙四上亚段烃源岩生烃能力相比,孔二段烃源岩生烃潜能相对较差,因而控制了研究区深层油气成藏具有孔二段近源成藏的特点,北部靠近孔二段烃源岩灶的部位形成以孔二段为油源的成藏模式,而在

研究区南部离孔二段烃源灶较远处, 受其供烃能力的控制形成混合型成藏模式; 而沙四段烃源岩生成油气充足, 只要有合适的运移通道和圈闭即可成藏。油源对比及孔二段与沙四上亚段烃源岩成藏贡献率分析, 孔二段烃源岩是该区孔一段和王古 1 井奥陶系油藏的重要油源。因此, 沙四上亚段烃源岩和北部洼陷孔二段中等一好的烃源岩是油气生成的物质基础。

4.2 运移通道组合对成藏的控制作用

从油气运移通道来看, 优势运移通道控制着油气的运移方式及成藏类型。在中生界古隆起背景上沿王古 1—王斜 133—王斜 131—王斜 132—王 12-4—王 100 一线发育的北东向丁家屋子鼻状构造脊呈上凸弧形, 可以起到汇聚油气的良好作用, 形成了孔二段生成原油由北向南运移的“高速公路”。由于受燕山、喜山、东营等多期构造运动的影响, 发育了王斜 133、王斜 131 和王斜 132 等一系列反向南掉断层。同时, 湖盆水体的进退, 造成多期地层超覆、剥蚀, 发育多个区域不整合和局部不整合^[7], 尤其是孔店组与中生界之间的不整合面和上下第三系之间的不整合为区域性不整合, 可作为油气长距离侧向运移的有利通道。油源断层、不整合面及骨架砂体在空间上的相互沟通, 构成了油气运移的三维立体网路。北区孔店组断层发育较少, 王古 1 井奥陶系上部发育的上一古生界之间与孔店组—上古生界之间两个不整合面和王古 1 北断层相互配置, 把孔二段烃源岩和奥陶系圈闭连通起来, 为王古 1 井成藏提供了优势通道。浅部沙河街组次级断层比较发育, 但向下仅断至沙三—沙四段, 次级断层和砂体为沙四上亚段生成原油在沙河街组圈闭成藏提供了垂向通道。中区王斜 133—王斜 132 反向断阶区, 断层和上下盘骨架砂体共同组合控制着油气“阶梯状”运移。在王 110 井区以南, 断层发育相对较少, 连通性砂体和孔店组—中生界之间的不整合面上下砂岩输导层组成了油气运移的优势通道。如王斜 99 井孔店组—中生界不整合面上下砂岩 (2385 ~ 2392 m) 较为发育, 并且砂岩段原油表现出孔二段生成原油特点 (低密度 0.8774 g/cm³、高含蜡 31.53%、高凝固点 41℃), 表明该不整合面是孔二段原油向南运移的重要通道。

4.3 圈闭有效性对成藏的控制作用

从目前发现的油藏分布规律来看, 构造背景在一定程度上控制了油气聚集, 油藏主要沿丁家屋子鼻状构造带分布, 而洼陷斜坡带发现油气较少, 轴部明显好于两翼 (图 1)。同时, 王斜 133、王斜 131、王斜 132

等反向屋脊断鼻含油气性明显好于王斜 71、王 46 等顺向断块, 表明反向断层遮挡作用形成的圈闭有效性要明显优于顺向断块。另外, 其还应与王斜 133、王斜 131、王斜 132 等反向断层活动期较短, 在东营末—馆陶期油气大规模运移期已停止活动, 且该类圈闭位于油气运移的优势通道上, 可以有效地遮挡油气, 圈闭有效性好; 相反, 王 46、王斜 71 等顺向断层规模相对较大, 切割层位较深, 活动时间长, 一直持续到馆陶—明化镇期, 在东营—馆陶期生烃高峰阶段仍处于活动状态 (如王 14 北断层生长指数仍然为 1.1 ~ 1.28), 断层封闭性差等因素, 造成该类圈闭有效性差。

综合以上分析, 研究区烃源灶和圈闭之间的运移通道组合关系, 控制了油气运移方式。烃源灶—圈闭空间位置关系和运移通道配置形式共同控制了不同部位的油气运聚特征, 形成了不同的油气成藏模式。孔二段烃源岩生成油气主要集中在奥陶系潜山圈闭和 Ek₁²⁻⁴ 深部圈闭, 沙四上亚段烃源岩生成油气分布在浅层沙河街组圈闭, Ek₁² 圈闭处于沙四上和孔二段烃源灶共同提供油气的有利部位, 形成混源型油藏。孔二段和沙四上亚段烃源灶、圈闭有效性和优势运移通道组合形式是该区深层成藏的主控因素。

5 结论

油源对比表明, 王家岗地区存在三种成因类型的原油, 其中以来自孔二段和沙四上亚段烃源岩的“混源型”原油为主。受孔二段、沙四上亚段烃源岩和圈闭及断层、连通砂体、不整合面运移通道空间组合形式的控制, 该区深层成藏特征复杂, 不同构造部位具有不同的成藏特征。油气主要沿丁家屋子构造带由北向南, 由深到浅运移。以孔二段为源岩, 在 Ek₁²⁻⁴ 圈闭形成孔店组“自生自储型”成藏模式, 在王古 1 井区形成“新生古储型”成藏模式; 以沙四上亚段为源岩, 沙河街组形成“下生上储型”或“自生自储型”成藏模式; 在 Ek₁² 圈闭中形成双重源岩供烃的“混合型”成藏模式。

致谢 衷心感谢中国石油大学 (北京) 李素梅老师和中国石油大学 (华东) 程付启博士, 在论文写作过程中给予的精心指导和宝贵的修改建议。

参考文献 (References)

- 1 Sumei Li, Xiongqi Pang, Maowen Li, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang South Slope of Bohai Bay Basin, Part 4. *Evi*

- dence for new exploration horizons in a maturely explored petroleum province. *Organic Geochemistry* 2005, 36: 1135-1150
- 2 李素梅, 庞雄奇, 邱桂强, 等. 东营凹陷南斜坡王家岗地区第三系原油特征及其意义. *地球化学*, 2005, 34(5): 515-524 [Li Sumei, Pang Xiongqi, Qiu Guiqiang, et al. Characteristics and significance of the Tertiary oils in the Wangjiagang oilfield in the South Slope of the Dongying Depression, Bohai Bay Basin. *Geochimica* 2005, 34(5): 515-524]
 - 3 李丕龙. 胜利油区勘探现状与展望. *油气地质与采收率*, 2002, 9(1): 9-14 [Li Pilong. Status and prospects of exploration in Shengli petroliferous area. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency* 2002, 9(1): 9-14]
 - 4 于建国, 韩文功, 于正军, 等. 济阳坳陷孔店组烃源岩的地震预测方法. *石油地球物理勘探*, 2005, 40(3): 318-321 [Yu Jianguo, Han Wengong, Yu Zhengjun, et al. Seismic prediction of Kongdian Group source rock in Jiyang depression. *Geophysical Petroleum Exploration* 2005, 40(3): 318-321]
 - 5 王圣柱, 金强, 钱克兵, 等. 东营凹陷王家岗地区原油地球化学特征及成因类型. *新疆石油地质*, 2006, 27(6): 704-707 [Wang Shengzhu, Jin Qiang, Qian Kebing, et al. The geochemical characteristics and origin classification of crude oil in Wangjiagang Oilfield Dongying Depression. *Xinjiang Petroleum Geology* 2006, 27(6): 704-707]
 - 6 张林晔, 孔祥星, 张春荣, 等. 济阳坳陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义. *地球化学*, 2003, 32(1): 35-42 [Zhang Linye, Kong Xiangxing, Zhang Chunrong, et al. Development and significance of high-quality source rocks from Lower Tertiary in Jiyang depression. *Geochimica* 2003, 32(1): 35-42]
 - 7 Sumei Li, Xiongqi Pang, Maowen Li, et al. Petroleum systems in the Bohai bay basin. Part 1. Distribution and organic geochemistry of source rocks in the Nuzhuang south slope. *Geochemistry of petroleum systems in the Nuzhuang South Slope of Bohai Bay Basin part 1: source rock characterization. Organic Geochemistry* 2003, 34: 389-412
 - 8 朱光有, 金强. 东营凹陷两套优质烃源岩层地质地球化学特征研究. *沉积学报*, 2003, 21(3): 506-512 [Zhu Guangyou, Jin Qiang. Geochemical characteristics of two sets of excellent source rocks in Dongying Depression. *Acta Sedimentologica Sinica* 2003, 21(3): 506-512]
 - 9 邱郑泽, 王丽华. 潍北凹陷高凝点原油的成因浅析. *石油技术*, 1990, 23(3): 131-134 [Qiu Zhengze, Wang Lihua. Origin of high pourpoint crude oil in the Weibei depression. *Petroleum Technology* 1990, 23(3): 131-134]
 - 10 大港油田开发实践. 北京: 石油工业出版社, 1999. 158-163 [Development Practice of Dagang Oilfield. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 158-163]
 - 11 宋一涛, 廖永胜, 王忠. 潍北凹陷孔店组烃源岩评价及油源分析. *石油与天然气地质*, 2005, 26(4): 487-493 [Song Yitao, Liao Yongsheng, Wang Zhong. Evaluation of source rocks in the Kongdian Formation and analysis of oil sources in Weibei depression. *Oil & Gas Geology* 2005, 26(4): 487-493]
 - 12 枣园高凝高粘中低渗断块油田开发. 北京: 石油工业出版社, 1999. 197-204 [Development of High Pour Point & High Viscosity & Mid-low Permeability Fault Block Oilfield in Zaoyuan. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 197-204]
 - 13 张林晔, 刘庆, 张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究. 北京: 地质出版社, 2005. 53-78 [Zhang Linye, Liu Qing, Zhang Chunrong. The Study of Relationship between Hydrocarbon Generation and Reservoir Formation in Dongying Depression. Beijing: Geological Publishing House, 2005. 53-78]
 - 14 彼得斯 K E, 莫尔多万 J M, 著. 姜乃煌, 张水昌, 林永汉, 等译. 生物标志化合物指南——古代沉积物和石油中分子化石的解释. 北京: 石油工业出版社, 1995. 100-139 [Peters K E, Moldovan J M, eds. Translated by Jiang Naihuang, Zhang Shuichang, Lin Yonghan, et al. Biomarker Indicator: Explanation of Ancient Sediment & Molecule Fossil in Petroleum. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995. 100-139]
 - 15 谯汉生, 方朝亮, 牛嘉玉, 等. 渤海湾盆地深层石油地质. 北京: 石油工业出版社, 2002. 102-134 [Qiao Hansheng, Fang Chaoliang, Niu Jiayu, et al. Deep Petroleum Geology of the Bohai Bay Basin. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. 102-134]
 - 16 谭明友. 渤海湾盆地东营—惠民凹陷孔店期原型盆地分析. *石油实验地质*, 2003, 25(4): 348-352 [Tan Mingyou. Analysis of the early Tertiary prototype basin in the Dongying-Huimin sag of the Bohaiwan basin. *Petroleum Geology & Experiment* 2003, 25(4): 348-352]
 - 17 Pang Xiongqi, Li Maowen, Li Sumei, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Nuzhuang south slope of Bohai Bay Basin. Part 2. Evidence for significant contribution of mature source rocks to "immature oils" in the Banhanhe field. *Organic Geochemistry* 2003, 34(7): 931-950]
 - 18 李素梅, 庞雄奇, 邱桂强, 等. 王古1井奥陶系油气成因及其意义. *地球科学—中国地质大学学报*, 2005, 30(4): 451-458 [Li Sumei, Pang Xiongqi, Qiu Guiqiang, et al. Origin and significance of the Ordovician oil from Well Wangu 1 Dongying Depression Bohai Bay Basin. *Earth Science Journal of China University of Geosciences* 2005, 30(4): 451-458]

Characteristics and Main Controls for Deep Hydrocarbon Accumulation in the South Slope of Dongying Depression

WANG Sheng-zhu¹ LIANG Yi² QIAN Ke-bing¹ JIN Qiang³ WANG Li³

(1. Geological Scientific Research Institute of Shengli Oilfield Company Limited SINOPEC Dongying Shandong 257015;

2. China National Logging Corporation Beijing 100101;

3. Faculty of Geo-Resource and Information in China University of Petroleum, Dongying Shandong 257061)

Abstract The oil and source rocks correlation shows that the crude oil in this region can be classified into three types. Sources of oil in different horizons vary greatly: the first type crude oil which distributed in the deep reservoirs ($E_{k_1}^{2-4}$) in Kongdian Formation and Wanggu 1 wells' Ordovician buried hill reservoirs in the north of Wangjiagang area, and the oil was mainly generated by the source rocks of Kongdian Formation (E_k); the second type oil has geochemical features of both the 4th member of Shahejie Formation (E_{s_4}) and E_k source rocks in Niuzhuang sag; it was mainly accumulated in the shallow reservoirs ($E_{k_1}^{1-2}$) in Kongdian Formation, and the third type oil which mainly sourced from the upper E_{s_4} source rocks, always accumulated in the reservoirs of Shahejie Formation. According to the analysis of reservoir forming conditions, it can be seen that the Dingjiawuzi tectonic belt was of good hydrocarbon source conditions. Faults sand bodies and unconformities which formed the complex solid network paths. The reservoirs of sandstones and unconformities were the main pathway of oil and gas lateral migration, faults played diverting, gathering and connecting role. Dingjiawuzi nose-structural belt geological setting, the favorable combination of hydrocarbon generation, migration, accumulation periods and movement stage of faults and the essential seal of faults are the critical factors for the Kongdian Formation hydrocarbon accumulation in Wangjiagang area.

Key words origin type of oil, pool forming characteristics, main controlling factors, Wangjiagang area