

梁家楼湖相烃类从泥岩向浊积岩的 初 次 运 移

张敦祥 张方吼 骆光华

(胜利油田地质科学研究院)

本文应用有机地球化学指标划分了济阳坳陷梁家楼地区烃类从深湖相泥岩向浊积岩进行初次运移的排油带和滞油带, 计算了排油效率, 进而论证了由地层层析作用造成的烃类轻化效应, 提出了 9 种初次运移指标, 讨论了烃类初次运移机理。

关键词 济阳坳陷 初次运移 初次运移指标

一、梁家楼油田地质背景概述

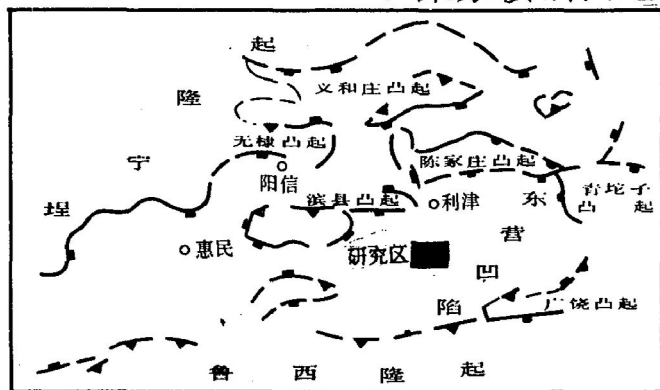


图 1 研究区位置图

梁家楼地区位于济阳坳陷东营凹陷南斜坡纯化镇古鼻状隆起的北坡, 西邻博兴洼陷, 北连中央隆起, 西北面对利津洼陷, 东北邻接牛庄洼陷, 面积约 250 km² (图 1)。

东营凹陷在沙三段沉积时期, 由于地壳断陷的加剧和气候的温湿, 湖体达到了空前的规模。因此, 沙三段广泛发

育湖相沉积, 尤以沙三段下、中部最为典型。

研究区沙三下、中段泥岩古盐度为 9.8—13.2‰, Sr/Ba 小于 1, 说明当时为陆相的淡水—半咸水环境。含丰富的介形虫化石, 其中玻璃介 (*Candona*) 占 70%。该属绝大部分为梯形、壳薄、两瓣近等的后陡玻璃介 (*Candona postabscissa*)、均称玻璃介 (*C. aequalis*) 和玻璃介未定种 (*C. sp.*)。把这些化石与生活在现代云南省抚仙湖 (水深 50—100 m) 的刺玻璃介 (*C. spinata*)、抚仙湖玻璃介 (*C. faxianhuensis*)、弯玻璃介 (*C. sinvata*) 对比, 可以推断沙三段沉积时期, 东营湖梁家楼附近属深湖区, 湖水深度大体也在 50—100 m 范围^{*}。介形类成年个体与幼年个体、大个体与小个体混杂的分布, 腹足类大小个体的混杂堆积, 介形类、腹足类、鱼鳞表面装饰的清晰, 都反映了当时深水湖埋藏环境非常宁静。正是在这样的环境中沉积了巨

本文 1989 年 9 月 6 日收到。

* 张慧娟等, 1985, 载《胜利油田勘探开发研究报告集》20, P. 112—116。

厚的暗色淤泥，经压实成岩达300余米。

温湿的气候，繁茂的生物，高营养的水体，为深湖区淤泥输入了丰富的高质量有机质。80年代中期，周光甲等将该区划入Ⅰ—Ⅱ类干酪根分布区。我们取研究区内梁28井沙三段2839.00—2856.00 m泥岩样品10个作了干酪根类型鉴定，全部为Ⅰ类。随埋藏演化，区内淤泥成为Ⅰ类成熟生油岩。

虽然研究区在沙三段沉积时期是安静的深湖环境，然而在雨季的洪水期，也曾发生过高密度流冲过滨浅湖而在深湖区泻下浊积物的地质事件。

当时湖岸在草桥附近。由于纯化古隆起东侧石村断裂的发育，在水下形成沟谷，高密度流沿水下河道从东南向西北方向奔流。浊流过纯26井以北，由于地形的开阔和能量的消减，水下河所携砂砾呈扇形散开，形成伸入研究区内深湖区的水下浊积扇（图2）。此扇面积约240 km²。扇体厚度40 m左右，扇轴达50 m以上，向两侧逐渐减薄，以致尖灭。扇体从下到上可分3个由粗到细的粒级旋回，旋回规模渐次增大，反映了一次比一次大的浊积范围。

嗣后，研究区恢复平静，又沉积了巨厚的淤

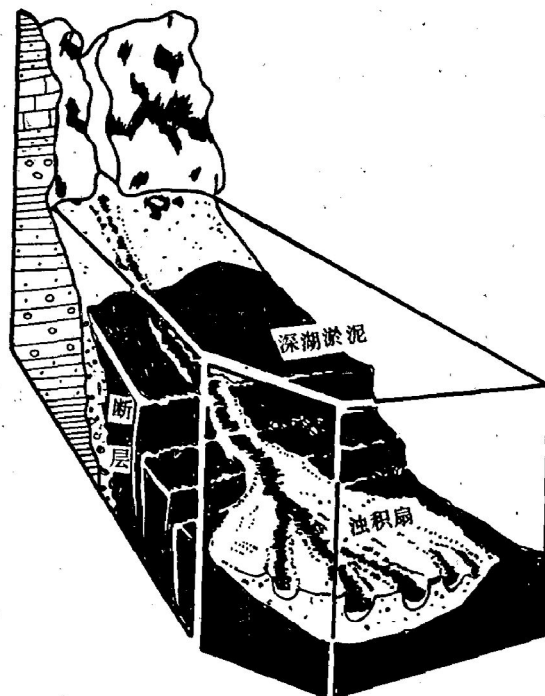


图2 梁家楼浊积扇立体图

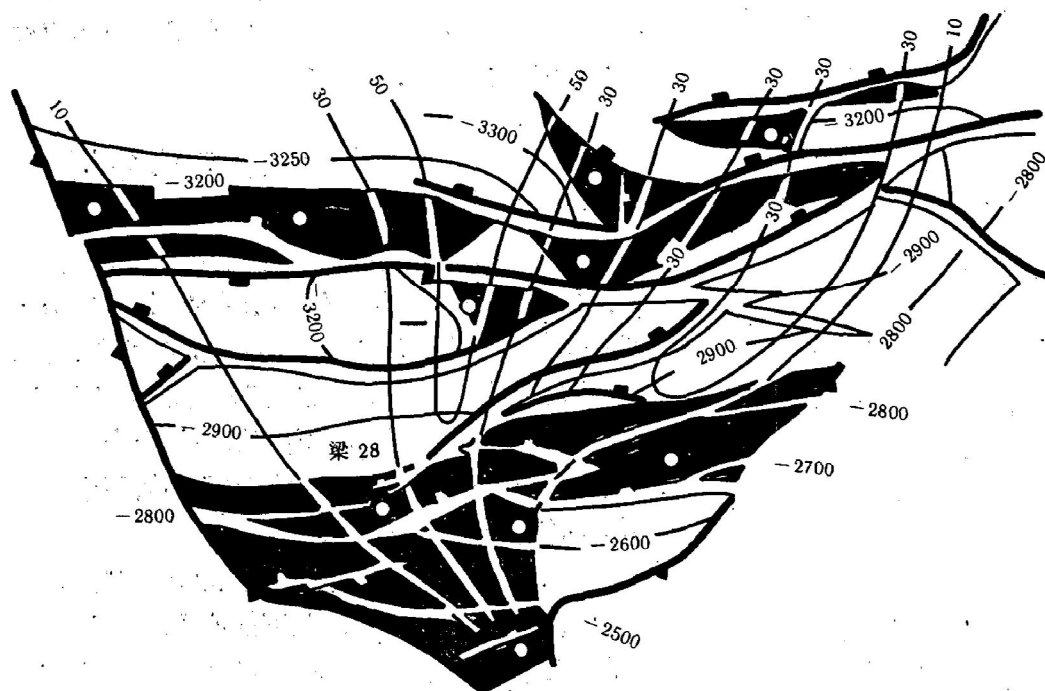


图3 梁家楼油藏平面图

泥,形成数十米深湖相泥岩。

浊流的闯入,造成了深湖相泥岩将浊积扇夹于其中,浊积岩插入深湖相泥岩之内的岩相结构。

一般来说,作为储集层的砂体插入生油岩体当中,对于形成油藏是非常有利的。象梁家楼这样的浊积岩插入深湖相泥岩中的结构,就更为有利,因为浊流对下伏湖相泥岩进行了冲刷。梁28井2839.00 m深处灰色泥砾中含深水相玻璃介,便是该井附近被浊流冲刷下切的佐证。粗粒的浊积岩与深湖相泥岩的这种突变接触,为源岩向储岩排烃大开方便之门。

于是,由于断陷作用的继续和埋藏的加深,在成岩作用下,梁家楼地区沙三中深湖相泥岩中包括烃类在内的流体便被排入储层中。浊积砂体由于碎屑粗,杂基少,泥质含量少,石英含量少(不利于次生加大)等原因,较好地保持了原生孔隙(在扇根附近,尤其如此),孔隙度仍约16—27%,渗透率仍约 $200 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

不论整个济阳拗陷,还是东营凹陷,断陷的整体形态是北断南翘。然而在沉积过程中,由于重力作用,也往往产生一些向北塌落的断裂。在研究区内的浊积扇体上,就有4条比较大的断裂和数条比较小的断裂。这些断层具有同生性质,在低断块的高部位,沿断裂还有轻微的滚动背斜。可以推断,断层发育过程中,它们的启闭性质,应是前开后闭的。再与两侧的

砂岩尖灭相配合,便形成了很有效的圈闭条件(图3)。这种断层岩性复合圈闭条件,不仅对聚油特别有利,而且还造成了油气藏的一个重要性质—原生性。因为二次运移距离很近,甚至可以看出是烃类经初次运移后,只是在砂体内从低部位向高部位做一下调整而已。

可见,这里的油气藏很好地包含了初次运移的信息(而那些经长距离二次运移聚集的油气藏,初次运移的信息被大大地“冲淡”了)。所以选择这里剖析油源岩和原油的性质,进而认识初次运移的规律,是适宜的。

二、烃类初次运移分析

(一) 滞、排油带的划分与排油参数的求得

梁28井位于浊积岩扇体轴根的西侧,在构造上属于梁23—44北倾低断块的较高部位(图3)。该井在沙三段取心69.10 m,其中浊积岩27.20 m,上覆湖相泥岩及白云岩0.8 m,下伏湖相泥岩41.10 m(图4)。因下伏湖相泥岩是相对均质的,所以这是一个研究油气自下而上初次运移的理想剖面,可以作为全油田油气初次运移的代表。

为了研究迄今为止的油气初次运移,进而认识这一过程的某些规律,在浊积岩的下部及下伏油源岩上部,以1—3 m的间隔,密集采样19块,作了有机地化分析。其中油砂1块,油源岩18块。为弥补油砂中烃类轻质组分的挥发,又从梁28井的邻井梁23—14井取了相同层位油样1个(梁28井已关井)。这

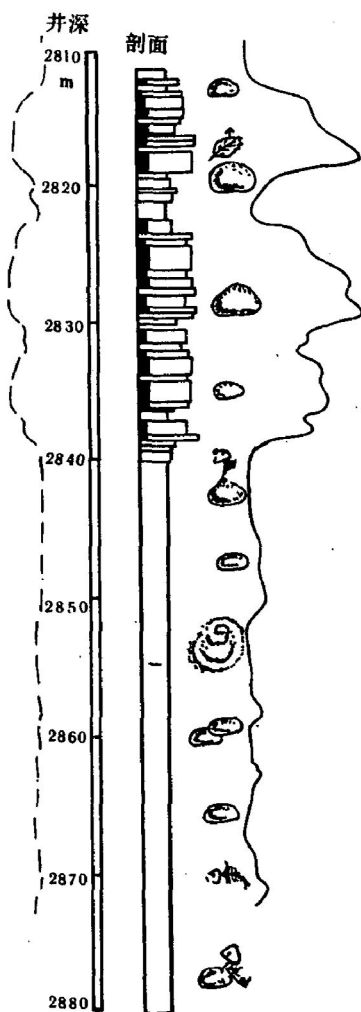


图4 梁28井剖面图

20个样品作了孔隙度、密度、有机碳、干酪根镜检、干酪根元素、镜质体反射率、孢粉颜色、氯仿沥青、族组分、烷烃气相色谱、反相液相色谱、色谱-质谱等12项分析，共得谱图120张，数据2939个。

含砾砂岩的孔隙度为19.1%，比重为2.14，储油能力较好。泥岩孔隙度为0.3—2.5%，比重为2.34—2.52，表明它们已经过突变压实阶段而进入了紧密压实阶段（表1），排烃主要阶段已过。

表1 梁28井物性参数表

井深 (m)	孔隙度 (%)	比重	井深 (m)	孔隙度 (%)	比重	井深 (m)	孔隙度 (%)	比重	井深 (m)	孔隙度 (%)	比重
2837.50	19.1	2.14	2845.00	1.0	2.34	2856.60	1.0	2.36	2870.50	0.3	2.48
2839.00	2.3	2.52	2847.00	0.5	2.38	2858.50	1.0	2.40	2873.50	1.0	2.45
2840.00	2.2	2.48	2849.00	0.6	2.42	2861.50	0.7	2.45	2876.50	2.5	2.43
2841.50	2.4	2.50	2851.00	0.6	2.40	2865.00	1.0	2.48	2880.00	1.1	2.46
2843.25	1.0	2.48	2853.50	0.7	2.44	2867.50	1.1	2.41			

第一个样品为含砾细砂岩，其余均为深灰色泥岩

泥岩有机碳丰度一般为2—3%。引人注目的是上部自2845.0 m向上，有机碳丰度逐渐降低，由2843.25 m的2.45%降至2839.00 m的0.38%（表2）。但从岩性、电性和密度来观察，这段泥岩又是比较均质的。结合上述岩相结构分析，可以判断，2845.00 m以上的泥岩有机碳降低，是由于有机质的排出造成的。

表2 梁28井常规有机地球化学数据表

深度 (m)	有机碳 (C, %)	沥青A (%)	A/C (mg/g)	烃/C (mg/g)	族组分 (比值单位均为 mg/g)								族组分 (ppm)			
					饱		芳		非		沥		饱	芳	非	沥
					%	饱/C	%	芳/C	%	非/C	%	沥/C				
2837.50					58.57		13.35		18.73		4.78					
2839.00	0.38	0.0640	168.4	87.88	39.86	67.13	12.32	20.75	35.50	59.78	12.32	20.75	255.1	78.8	227.2	78.8
2840.00	0.49	0.0600	122.4	40.51	23.31	28.54	9.77	11.97	45.12	55.25	21.80	26.69	139.9	58.6	270.7	130.8
2841.50	0.59	0.0596	101.0	44.73	30.71	31.02	13.57	13.71	45.01	45.01	10.71	10.82	183.0	80.9	268.3	63.8
2843.25	2.45	0.2914	118.9	81.48	55.32	65.79	13.19	15.69	23.40	27.83	5.11	5.86	1612.0	384.4	681.9	148.9
2845.00	4.69	0.8982	404.7	131.38	52.17	99.91	16.43	31.74	28.50	54.58	5.31	10.17	1685.9	1475.7	2559.5	476.9
2847.00	6.31	0.6113	96.9	57.11	47.01	45.54	11.94	11.57	29.85	28.92	7.46	7.23	2873.1	1729.9	1824.7	456.0
2849.00	3.95	0.5300	134.2	73.92	39.22	52.62	15.87	21.30	31.37	42.09	9.31	12.49	2078.6	841.1	1662.6	493.4
2851.00	2.96	0.4550	153.7	86.87	45.53	69.99	10.98	16.88	32.11	49.36	8.13	12.50	2071.6	499.6	1461.0	370.0
2853.50	2.56	0.3980	153.7	78.53	39.53	61.64	10.85	16.87	32.17	50.01	10.08	15.67	1573.3	431.9	1280.4	429.8
2856.60	3.84	0.4567	118.9	72.25	42.61	50.68	18.14	21.57	30.38	36.13	7.59	9.03	1946.0	828.5	1387.4	346.7
2858.50	3.15	0.3805	120.8	60.70	36.68	44.31	13.57	16.39	34.67	41.88	5.55	6.70	1395.7	516.3	1319.2	210.4
2861.50	2.04	0.2487	121.9	70.71	43.00	54.52	15.00	16.19	34.50	42.06	7.50	9.14	1069.4	373.0	858.0	186.5
2865.00	3.26	0.4400	135.0													
2867.50	2.06	0.3210	155.8	76.43	39.81	62.05	9.24	14.40	31.85	49.63	12.74	19.85	1277.9	296.6	1022.4	409.0
2870.50	2.66	0.4550	171.1	83.23	37.50	64.14	11.16	19.09	36.16	61.85	13.84	23.67	1706.2	507.8	1645.2	629.0
2873.50	2.64	0.3360	127.3	62.80	36.67	46.67	12.67	16.13	34.07	44.12	20.67	26.30	1232.1	425.7	1164.9	694.5
2876.50	1.61	0.2850	177.0	97.52	43.16	76.40	11.93	21.12	30.18	53.42	12.30	22.36	1230.0	340.0	860.1	360.0
2880.00	2.00	0.4490	224.5	131.18	46.27	103.88	12.16	27.30	25.49	57.23	10.59	23.77	2077.5	546.0	1144.5	475.5

2837.50 m 样品为含砾油砂，其他样品均为灰黑色泥岩。

岩石中氯仿沥青丰度也从2845.00 m的0.8982%降到2840.00 m的0.0600%，上部3个

样品比下部样品低一个数量级,推断也是由于有机质的排出造成的(表2)。

有机碳丰度和氯仿沥青丰度在剖面上的降低,会不会是由于有机质本来就分布不均而造成的呢?为了回答这一问题,我们用2839.00 m至2856.60 m的10个样品,做了干酪根镜检。结果表明,虽然在组分上稍有差别,但都为I型干酪根(表3)。另外,单位有机碳的沥青A丰度和单位有机碳的烃丰度,2845.00 m以下比较稳定,分别为150 mgA/gC和80 mgHC/gC左右,2845.00 m以上却呈递减趋势,分别由404.7 mgA/gC降至122.4 mgA/gC,由131.38 mgHC/gC降至40.51 mgHC/gC。这就说明了生成的可溶有机质,尤其是烃类,确实运移到储层中去了。

表3 灰黑色泥岩干酪根和孢粉数据表

深度 (m)	腐泥组 (%)	壳质组 (%)	镜质组 (%)	惰质组 (%)	干酪根类型	热变指数
2839.00	98.0	20			I/99.0	
2940.00	88.0	10.7		1.3	I/92.1	
2841.50	97.7	2.3			I/98.9	
2843.25	97.0	3.0			I/98.5	2.45
2845.00	99.3	0.7			I/99.7	
2847.00	96.3	0.7	1.3	1.7	I/94.0	
2849.00	99.0	1.0			I/99.5	2.13
2851.00	99.0	1.0			I/99.5	2.11
2853.50	94.3	5.0	0.7		I/96.3	2.5
2856.00	97.3	2.7			I/98.7	2.28

井深2845.00 m以上称为排油带,厚6.60 m,以下称为滞油带,未见底。2845.00 m这个深度命名为带界。从带界向上,越靠近储层,排出的烃类越多。

然而,如表2所示,排油带最上部2839.00 m的样品,其氯仿沥青丰度、单位有机碳氯仿沥青丰度和单位有机碳烃丰度,又有所升高。这不是由于2839.00 m处没有排烃,而是由于距离储层太近,储层内的油浸润了泥岩。油层底界为2838.40 m,2839.00 m泥岩受到浸润,2840.00 m就没有受到,看来浸润的厚度不过1.60 m。

因为岩石氯仿沥青丰度与原油的成分比较相近,故我们可以用滞油带岩石氯仿沥青丰度的平均值为基值,减去排油带内的岩石氯仿沥青丰度,求得排油带的排油量。滞油带内岩石

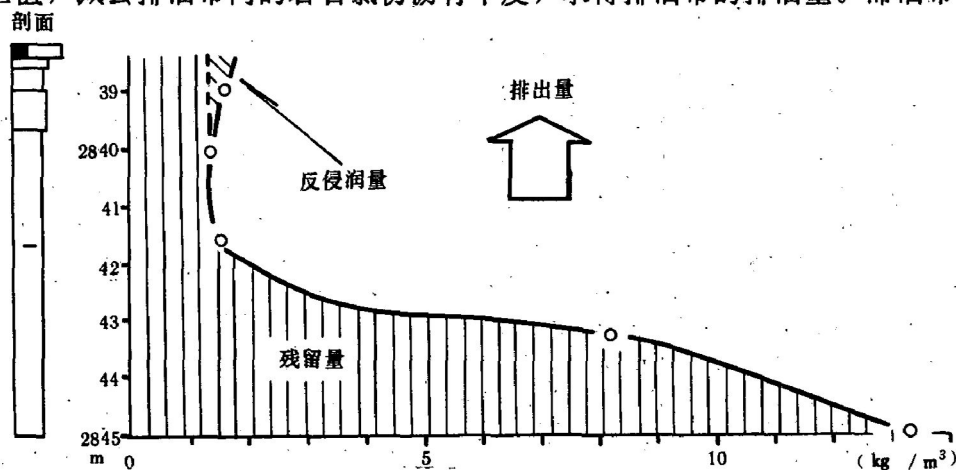


图5 梁28井排油带氯仿沥青丰度分布图

氯仿沥青丰度是算术平均值(以上部较稳定的6个样品算得),为 13.346 kg/m^3 。向上 2843.25 m 为 8.275 kg/m^3 , 2841.50 m 为 1.490 kg/m^3 , 2840.00 m 为 1.488 kg/m^3 , 2839.00 m 为 1.613 kg/m^3 。由于 2839.00 m 的残留量受储层浸润的影响,所以根据 2845.00 m 、 2843.25 m 、 2841.50 m 、 2840.00 m 这4个点的数据画出的曲线更符合排油带残留与排出的状态(图5,表4)。

表4 梁28井排油量数据表

深度 (m)	残留量 (kg/m^3)	排出量 (kg/m^3)	排油效率 (%)
2839.00	1.350	11.996	89.88
2840.00	1.488	11.858	88.85
2841.00	1.489	11.857	88.84
2842.00	1.950	11.396	85.39
2843.00	5.200	8.146	61.04
2844.00	10.200	3.146	23.57

从图5表4可以看出,离储层越近,则排油量越大,排油效率越高。

(二) 各族组分的初次运移能力与地层层析效应对族组分的优化

岩石氯仿沥青包括饱和烃、芳烃、非烃和沥青质。在滞油带内,这4个族组分的百分比基本上保持稳定,饱和烃在40%左右,芳烃在13%左右,非烃在32%左右,沥青质在13%左右,在排油带内,饱和烃和芳烃的百分比由带界向储层逐渐降低(饱和烃由52.17%降至23.31%,芳烃由16.43%降至9.77%),而非烃由28.50%升至45.12%,沥青质由5.31%升至21.80%(表2)。就绝对丰度而言,饱和烃从4685.9 ppm降至139 ppm,芳烃从1475.7 ppm降至58 ppm,而非烃仅从2559.5 ppm降至227.2 ppm,沥青质从476.9 ppm降至78.8 ppm(表2,图6)。所以,排出量最大的是饱和烃,最小的是沥青质,而芳烃和非烃分别占第二、第三位。

各族分的被排出能力,或曰初次运移能力,在同一介质条件下,是由这些有机物的极性决定的。饱和烃极性小,甚至没有极性,所以运移出去的最多,也可以说,地层层析作用导致了可溶有机质成分的优化或轻化。请看表2,2837.50 m的油砂油中,烷烃占58.57%,芳烃占12.35%,非

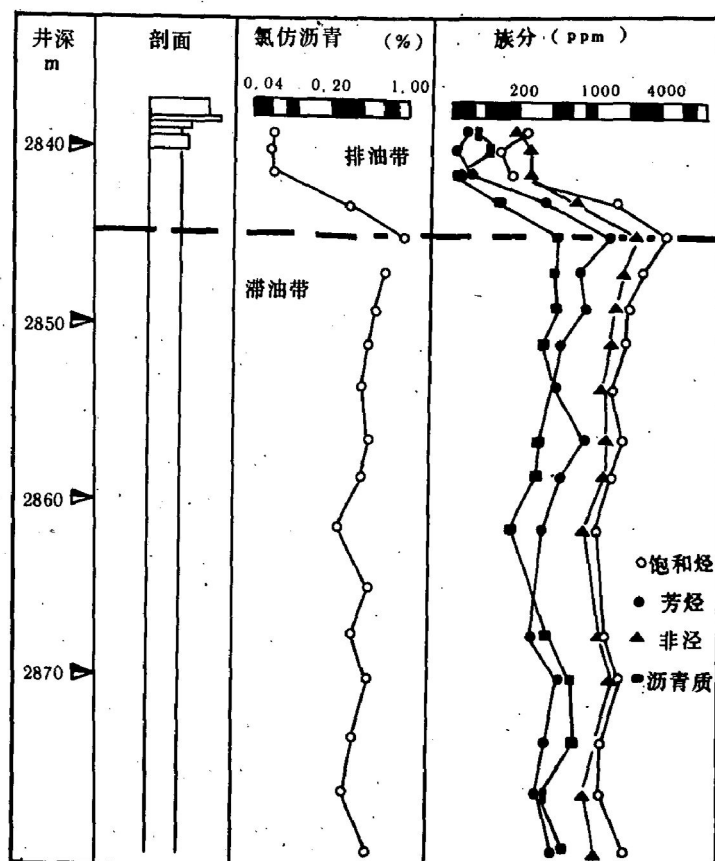


图6 梁28井排、滞油带划分图

烃占58.57%,芳烃占12.35%,非

烃占 18.73%，沥青质占 4.78%，确实优化了。

从表 2 可以看出饱和烃和芳烃对 2839.00 m 处的浸润比较明显。换言之，储层原油对泥岩的浸润主要是烃类（特别是饱和烃）的浸润，而非烃和沥青质的浸润则是不明显的。运移能力强的，浸润能力也强。

（三）长短链正烷烃的初次运移能力与地层层析作用对正烷烃的优化

这里让我们考察一下正烷烃链的长短对初次运移能力的影响。因岩心放置过久，正烷烃经受挥发，这里用邻井梁 23—14 的原油给予补充。

先看碳数范围。滞油带为 nC_{13} — nC_{36} ，或 nC_{13} — nC_{32} ，而排油带上部靠近储层的样品为 nC_{15} — nC_{35} ，损失了短链烃 nC_{14} 和 nC_{13} 以及长链烃 nC_{36} 。较短链的 nC_{13} 和 nC_{14} 可能运移进了储层。 nC_{36} 烃因链太长，运移中容易被阻留，但在排油带近储层的上部，由于压差大，尚可移入储层，下面压差小，长链 nC_{36} 烃就很难运移至上部了。油砂中烷烃的碳数范围为 nC_{16} — nC_{36} （由于岩心放得太久，较短链部分挥发了），梁 23—14 井原油的碳数范围为 nC_{11} — nC_{31} （长链部分可能因流动性较差，未能采出），两者衔接，可以看出进入储层内的正烷烃构成了从短链到长链的完整系列。

主峰碳，滞油带是 nC_{23} 。排油带在带界附近也为 nC_{23} ，但在靠近储层的上部为 nC_{27} 和 nC_{25} （短链烃排出，造成主峰后移）。油砂为 nC_{29} （这是轻组分挥发造成的主峰后移），原油为 nC_{15} （这是汇集轻组分结果，由地层层析造成）。

nC_{21} 前/ nC_{22} 后，滞油带为 0.45—0.62，排油带为 0.38—0.52（排出短链烃，造成比值减小），原油为 1.24（地层层析作用使储层轻组分富集，提高了比值）。

上述这些资料都说明，正烷烃短链烃比长链烃初次运移能力强。

（四）生物标志化合物的初次运移能力与地层层析作用对生物标志化合物的优化

在饱和烃中，除正烷烃外，甾烷和五环三萜烷的浓度是比较高的。我们取 $m/z 217$ 质量色谱图上 $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 作甾烷的代表， $m/z 191$ 质量色谱图上 C_{30} 藿烷作五环三萜烷的代表，求出了二者的比值（表 5）。滞油带该比值在 0.54 上下，排油带由 0.86 降至 0.31（2840.00 m 比值反常，为 1.06，可能与陆源母质稍多有关，但对降低的趋势没有影响），到储层又升为 0.43。这说明排油带的甾烷比藿烷运移的多，储层内相对富集了甾烷（表 5）。

表 5 $m/z 191$ 和 $m/z 217$ 主峰强度比值表

深度 (m)	$\frac{C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R \text{ 甾烷}}{C_{30} \text{ 藿烷}}$	深度 (m)	$\frac{C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R \text{ 甾烷}}{C_{30} \text{ 藿烷}}$
2837.50	0.43	2847.00	0.56
2939.00	0.31	2849.00	0.85
2840.00	1.06	2851.00	0.54
2841.50	0.23	2853.00	0.46
2843.25	0.18	2856.00	0.51
2845.00	0.86		

2837.50 m 样品为含砾油砂，其他样品均为灰黑色泥岩。

经反复对比大量的 GC-MS 资料，发现重排甾烷对于初次运移比较敏感。将 $m/z 259$ 质量色谱图从下到上排列（图 7），发现滞油带 $C_{27}\beta\alpha 20S$ 重排甾烷相对强度都是满刻度，排油带低下来，油砂又满刻度。 $C_{27}\beta\alpha 20R$ 重排甾烷也具相同趋势，变化幅度稍次（表 6）。说明 $C_{27}\beta\alpha 20S$ 和 $C_{27}\beta\alpha 20R$ 在重排甾烷系列中初次运移效果比较明显。

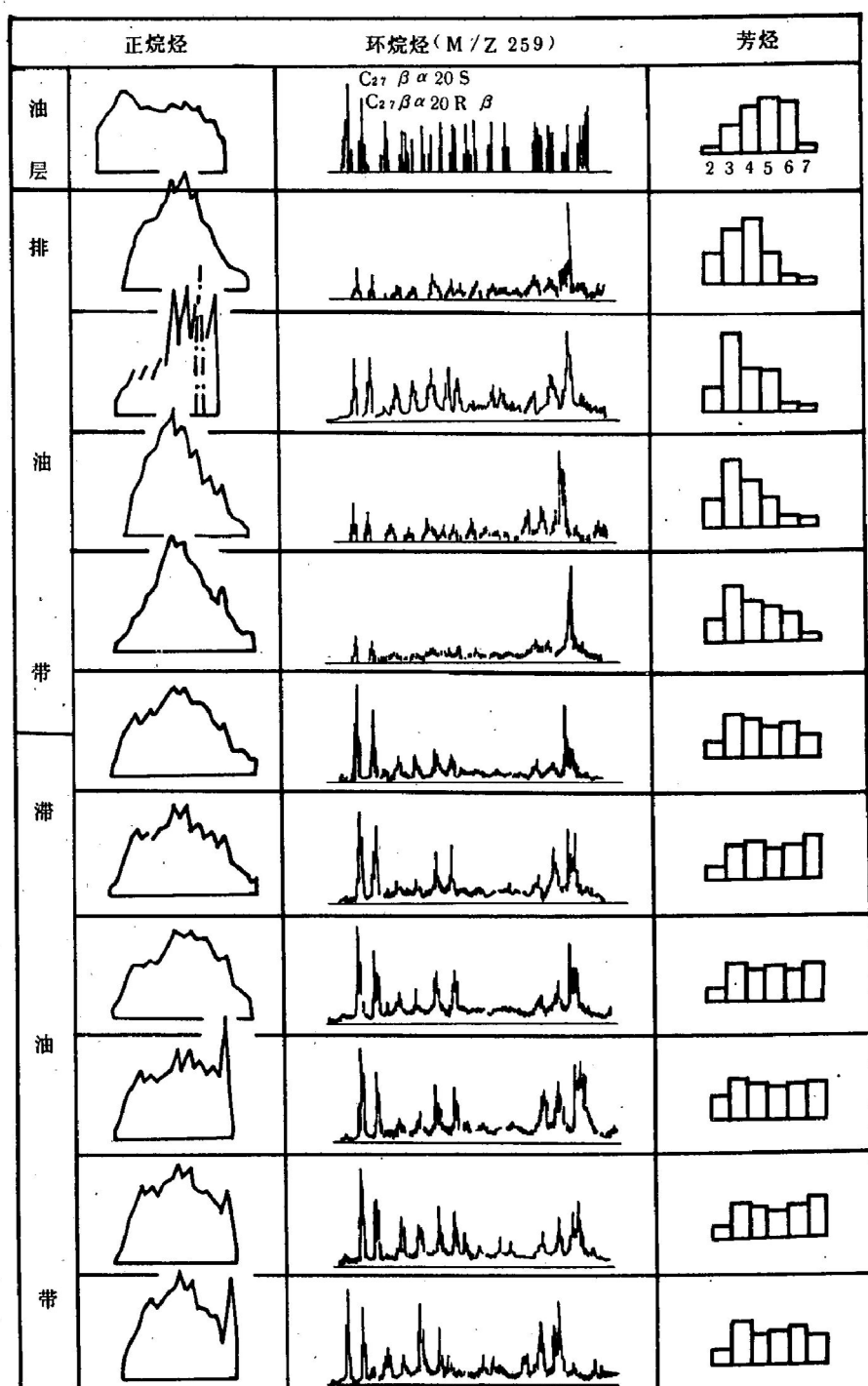


图7 梁28井排、滞油带地化图

(五) 芳烃系列初次运移能力与地层层析作用对芳烃的优化

反相液相色谱法对芳烃所扫描的7个峰组中, 2—7峰组所表征的芳烃越来越重。各样品的峰组响应面积(%)如表7、图7所示。

从图7、表7可以看出, 滞油带各峰组面积(%)比较稳定, 2、3、4、5、6、7峰组, 分别在7.42%、18.51%、17.69%、17.08%、17.71%、20.65%上下。进入排油带, 表征轻芳的2、3峰组相对增加, 分别由8.82%增至15.50%, 22.95%增至28.59%, 表征重芳的6、

表6 $C_{27}\beta\alpha 20S$ 和 $C_{27}\beta\alpha 20R$ 重排甾烷强度表

深度 (m)	m/z 217		m/z 259 (相对)	
	$C_{27}\beta\alpha 20S$	$C_{27}\beta\alpha 20R$	$C_{27}\beta\alpha 20S$	$C_{27}\beta\alpha 20R$
2837.50	177	12	100.00	81.63
2839.00	567	404	35.37	29.93
2840.00	2258	2374	63.31	68.44
2841.00	575	345	42.18	31.83
2843.25	749	657	29.66	23.13
2845.00	1370	965	100.00	77.28
2847.00	1904	1495	100.00	82.99
2849.00	2379	1733		
2851.00	2464	1799	100.00	76.46
2853.00	2996	2358	100.00	70.75
2856.00	1450	1051	100.00	83.54

2837.50 m 样品为含砾油砂, 其他样品均为灰黑色泥岩

表7 芳烃峰组面积 (%) 表

响应 (%) 深度 (m)	峰组	2	3	4	5	6	7
2829.8—2839.2		3.72	13.68	24.30	27.49	26.79	4.01
2839.00		15.50	28.59	34.30	15.73	4.73	1.09
2840.00		12.45	40.44	21.66	21.46	3.36	0.64
2841.50		15.04	35.72	24.78	15.71	5.99	2.75
2843.25		11.18	29.28	21.97	18.04	14.94	4.59
2845.00		8.82	22.93	20.19	17.00	18.38	12.68
2847.00		6.73	18.54	19.06	15.79	17.42	22.47
2849.00		6.97	19.58	16.37	19.56	16.81	20.65
2851.00		7.42	21.18	14.46	16.44	17.71	18.80
2853.50		7.65	18.51	17.69	15.89	18.09	22.17
2856.00		8.84	22.71	16.80	17.08	19.62	14.95

第一个样品为原油, 其他样品为灰黑色泥岩。

7 峰组相对减少, 分别由 18.38% 减至 4.73%, 12.68% 减至 1.09%, 表征中芳的 4、5 峰组变化不大。这一分布状态在靠近储层的上部更为显著。这是由于重芳烃难于运移, 在近储层的大压差部位运出之后, 带界及中部的重芳难以成为路过烃到达这里, 所以重芳减少。轻芳在近储层部位以及中部运往储层, 尚有路过烃补偿。推测, 接近现代的地质历史时期, 压差的分布可将路过的小分子饱和烃排入储层, 而不是进一步将路过的轻芳烃排入储层, 从而构成现代的分布状态。这说明轻芳较重芳运移能力强, 中芳居中。

既然如此, 储层内原油轻芳及中芳百分含量应较高, 重芳应较低。但从表 7 看到, 重芳百分含量是符合的, 而轻芳不符合。这里需要说明, 我们取油样时, 该井已开发数年, 含水已达 82%, 可能是开采过程中轻芳本来就不多 (相对饱和烃来说), 流动能力又不错, 大部分轻芳烃已被采出去了。

三、结 论

1. 初次运移指标的推荐

对砂泥岩剖面中相对均质的泥岩段,可采用氯仿沥青丰度、有机碳丰度、单位有机碳的岩石氯仿沥青丰度、单位有机碳的烃丰度作滞排油带划分的指标。族组分、正烷烃分布、 $C_{27}\alpha\alpha 20R$ 甾/ C_{30} 甾、 $C_{27}\beta\alpha 20S$ 重排甾烷、 $C_{27}\beta\alpha 20R$ 重排甾烷、轻中重芳烃百分含量,既可作滞、排油带划分的指标,又可作初次运移效应的指标。

2. 游离油相运移的可能性

我们的资料表明,有机质的运移能力,饱和烃大于芳烃,芳烃大于非烃和沥青质。这个顺序是矿物基质对有机质的吸附能力从小到大的排列顺序,而不是水溶解有机质的能力的顺序(例如,在25℃淡水中,苯的溶解度为1780.0 ppm,环己烷为156.0 ppm,而正己烷仅有9.5 ppm)。看来,烃类可能是呈游离状态随母岩的压实被排挤出来的。在这过程中,优先运移小的、结构简单的、轻的、极性小的分子,而较多地残留大的、结构复杂的、极性大的、重的分子。

3. 油气初次运移是一个动平衡过程

滞、排油带和储层有机质的分布,使我们建立了这样一个概念:油气的初次运移,是沉积物在埋藏过程中,因泥岩内压力大于砂岩内的压力,不断地从源岩向储层打破压力平衡和恢复压力平衡的过程,即处在动平衡状态。例如正烷烃,在靠近储层的排油带部位,既然排出了短链烃和长链烃,储层内又有完整的正烷烃系列,它就不可能不排出中链烃。现在残留的丰度很高的中链烃,有相当部分是由排油带内部排过来的。这是目前的残留状态。假若泥岩内再次升压打破压力平衡,中链烃会再次排出进入储层,改变目前的残留面貌。单环和稠环的芳烃残留状态也反映了这个动平衡。

4. 初次运移与其他有机地球化学研究的关系

从上述分析可以看出,对生油岩作评价时应取滞油带的样品。若取了排油带的样品,应将排油的因素考虑在内,否则将作出过低的评价。

作油源对比时,源岩也应选在滞油带。虽然排油带是油藏的真正贡献层段,但由于初次运移的地层层析作用,排油带抽提物反而与原油不太相似。特别是用正烷烃分布作这一研究时,更应注意这一点。D. H. 威尔特提出的用正烷烃分布作油岩对比的原理^[1],二条折线剪刀差越大越没关系,越小关系越好,在排油带就正好相反。

萘烷是环状的异戊间二烯烃,可能和链状的异戊间二烯在运移上有相同的性质——各单体之间以相同的比例运移。我们的实际资料表明,在滞、排油带和储层内的萘烷系列分布,没有明显的差异。所以这一项指标,仍可作油岩的对比。

致谢:本文在编写过程中,曾受到周光甲、洪志华、王新洲、廖永胜、李丽、刘国华等同志的指导和帮助,表示谢意。

参 考 文 献

[1] Diekey, P. A., 1975, AAPG Bull., Vol. 59, No. 2, P. 341—343.

[2] B. P. 蒂索, D. H. 威尔特, 石油形成和分布, 郝石生译, 1982, 石油工业出版社, P. 331.

PRIMARY MIGRATION OF LACUSTRINE HYDROCARBON FROM MUDSTONE TO TURBIDITE IN LIANGJIALOU REGION

Zhang Dunxiang · Zhang Fanghou · Luo Guanghua

(Geological Research Institute, Shengli Oilfield)

Abstract

In Liangjialou region of the Shengli Oilfield, Shandong Province, the mudstone of deep lake facies which is the source rock is closely connected with reservoir rock — deep lake turbidite. This paper describes the thickness of oil drainage belt and oil drainage ratio. The influence of stratic chromatography on soluble organic matter is also discussed in the paper.

美国化学会地球化学分会召开煤和陆源有机物质 潜在油气源岩专题学术研讨会

1990年4月23—27日美国化学会于麻省波士顿市会议中心举行了第199届年会, 包含34个分会的281个专题性学术会议, 其中地球化学分会专门召开了《煤和陆源有机物质潜在油气源岩》研讨会。研讨会由美国W. G. Dow、加拿大P. K. Mukhopadhyay (印度籍) 和M. G. Fowler作为召集人, 与会者包括美国、加拿大、中国、西德、法国、澳大利亚、英国、苏联和尼日利亚等国的地球化学和有机岩石学家, 总计提交了32篇学术论文。从会议的论文数目来看, 当前美国、中国和加拿大等国家对煤成烃的学术研究最为活跃; 西德和澳大利亚宣读的论文数量虽然稍少一些, 但对煤成烃的研究较为深入。会上报告的论文分别从油气地质学、沉积学、有机地球化学、有机岩石学与煤岩学、物理化学及现代分析测试技术的角度, 广泛探讨了煤和陆源有机物质的成烃特征、生烃潜力、煤成油气与油气藏的形成条件等基本理论问题。从发表论文性质来分析, 综合性理论综述2篇、侧重实验测试方法的文章8篇, 其余22篇均属实例剖析论文。美国著名石油地质与地球化学家J. M. Hunt作了特邀报告“煤和陆源干酪根的油气生成”, 系统总结了国际学术界对煤成烃源岩特征的认识, 从理论上肯定了煤成烃的重要意义。加拿大L. R. Snowdon的“煤成油”报告, 进一步综述了这一领域的最新进展。我国北京石油勘探开发科学研究院黄第藩、石油大学(北京)秦匡宗和江汉石油学院王铁冠三人到会宣读了“中国吐鲁番盆地煤系地层的成烃研究”、“通过固态C-13核磁共振法研究煤的油气生成潜力和陆源干酪根特征”以及“中国两种褐煤烃源岩的生物标志物组合与生源构成”等论文, 此外, 中国地质大学(北京)卢松年向会议递交了“陆源有机物质作为重油、高蜡油和凝析油源岩”的书面发言, 这些论文均引起国际同行的兴趣与关注。会议宣读的论文涉及到美、中、加、尼日利亚、挪威、西德、澳大利亚、希腊、印尼、英、苏等11个国家的煤成烃资源实例, 大体上反映了当前国际上对煤成烃的研究进展与水平, 也体现了世界上目前勘探煤成烃有利地区所在。从全部与会文章论及煤系地层样品的层位分布统计, 40%样品集中于第三系, 30%样品属于侏罗、白垩系, 20%为石炭系, 还有10%为泥盆系。这一统计数据表明, 国际上当前研究煤成烃资源的煤系层位分布范围广泛, 重点是中、新生界煤系, 但是古生界煤系也不应忽视。这些煤系在我国都有所发育, 似乎应成为我国研究与勘探煤成烃资源的重要领域。

(黄第藩 王铁冠)