

桩西洼陷沙三下段沉积相与含油气关系

陈淑珠 陈国春

(胜利油田地质科学研究所)

提要 本文研究了桩西洼陷下第三系沙三下段储层。通过研究,作者认为沙三下砂体为水下扇,属重力流沉积。砂体成因机制以高密度的“颗粒流—碎屑流”混合型为主,水下扇划分为6个微相,辫状水道微相是最好的储集层。

主题词 济阳坳陷 水下扇 沉积相油气富集因素

第一作者简介 陈淑珠 女 52岁 工程师 岩石学及沉积相

配合非背斜油气藏的勘探,对桩西洼陷下第三系沙河街组第三段下部(简称沙三下)岩性油气藏的沉积相进行了研究。根据24口井2700多块样品的各种实验数据,对本区砂体的分布特征、相带分布及储集性等有了一定认识,并对本区的含油气前景进行评价。

桩西洼陷位于济阳坳陷沾化凹陷东部的一个次级洼陷。西南角与渤南洼陷以鞍部相连,东、西、南、北均以断层分别与五号桩、埕东孤岛和桩西等的潜山坡复构造带相接,为一小型断陷湖盆。洼陷南北宽16km,东西长19km。可分为东、西两个部分及南北走向的中央鼻状构造三部份。洼陷内的地层厚度及分布情况受周边断层和湖盆古地形的控制。

一 砂体分布特征

自始新世—渐新世时期,湖盆内的古地形起伏不平,但一直是中央隆两边洼。沙三下段地层厚度500多米,在东、西两个洼陷各有沉积中心,向古鼻状构造方向地层薄。东部洼陷的沉积中心在桩75井一带,埋深3274—3840m,地层厚520m左右。砂体形成于渐新世喜山运动第一幕早期,在东部洼陷内形成六个砂体,皆沿走向分布,南北宽,东西短,并向西往鼻状构造上很快尖灭。砂体最厚处与沉积中心基本一致。平面上砂体呈扇形分布(图1),故以下称“扇体”。

在六个扇体中,第六扇体(在最下部)最大,面积约36km²,主体部位在桩74井一带。除第一扇体外,其余五个扇体均为水下扇(浊积扇),并在纵向上相互迭置,均呈厚层块状。自下而上砂体分布范围与湖盆水域变化相反,即湖水扩大,砂体范围逐渐变小。在洼陷最深处的扇体最厚,单层也最厚,往西变薄,砂层层数增多。在第一扇体沉积时,湖盆水域更加扩大,仅在边缘地区发育南北两个小型洪积扇。北部扇体小,面积6km²,主体在桩4井一带。南部扇体的砂层薄,但分布范围大些(15km²),主体在桩49井一带。上述六个扇体均为暗色泥岩所包围都属水下沉积。

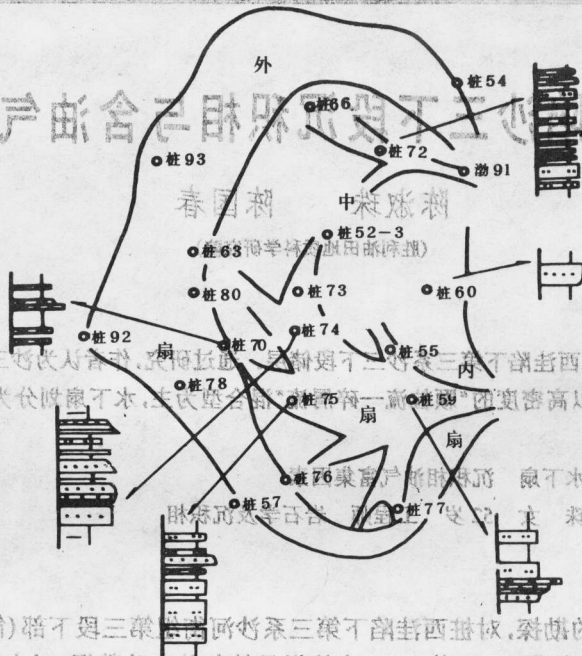


图1 桩西洼陷沙三下水下扇平面形态特征图

Fig.1 Plane configuration of submarine fan, the lower part of Shahehe Formation in Zangxi depression

二 水下扇沉积的控制因素

沙三下段水下扇的形成、发育和分布,除古构造、古地形是主要的控制因素外,古气候、古水深、古盐度、物源方向和母岩性质等也是重要的影响因素。

古气候 本区在始新世末期—沙四上段沉积时气候干热,而到沙三下段沉积变为湿润、温暖。代表性孢粉有:被子类占优势,其中栎属为主,含量58%;榆属次之,含量39%;芸香4%,胡桃属2%。湖盆处在多雨和陡岸地带,常发生山洪暴发和滑塌现象,形成间歇性水下扇。

古水深 因地壳持续下降,由沙四上段沉积时的浅湖,变为沙三下段沉积的早期的半深湖,再后变为深湖,成为水下扇沉积的有利场所。其主要沉积特征为:1)深湖相泥质色深,厚度大,如桩74井厚达500多米,夹褐灰色、深灰色和灰黑色泥岩夹油页岩。泥岩中常见细分散状黄铁矿,并具水平纹层,属还原环境。半深湖相油页岩层厚,色浅。2)深湖相泥岩中介形虫稀少,腹足类罕见。这与水深缺氧不适于底栖生物生活有关。介形虫以华北介,单刺华北介为主,它们虽是深浅水环境均可生存的,因多呈破碎状,多从浅水区搬运而来的。此外,单纯浅水相化石也不多见(有网状湖花介,级星介,倾斜坨庄介和土形介等)。藻类属种单调(粒面渤海藻4%,皱网渤海藻1%,偶见粒棒渤海藻、古多甲藻、沟裸藻等)。半深湖相泥岩中的藻类比深湖相中更发育;3)半深湖—深湖相厚层泥质岩中夹有数套重力流碎屑岩。其中原生隐晶白云岩偶见。此类岩石多在潮带以下到十米水深处大量出现。又如在东营凹陷南斜坡沙四段滨浅湖环境中也常见这类岩石,因此说明本区沙三下段水下扇堆积时,湖水深度当在十米以上。

古盐度推测 据考次(Couch 1971)法计算古盐度,沙三下段为6.7—7.5%,为极微咸水,属淡水范畴。其它几种微量元素及其比值也相当于陆相指标(表1),说明沙三下段的上部比下部湖水更淡,盆地边缘比中心更淡,这与湖盆下降,湖水加深的规律相符。植物标志:除粒面渤海藻为主外,还有适于咸水—半咸水环境的古多甲藻和沟裸藻,其数量甚微,可能是因古盐度太低的缘故,因此,在本段地层中粒面渤海藻占主要地位可能标志极微咸水环境而适于咸水—半咸水环境的古多甲藻和沟裸藻少见。这种湖水性质与古气候湿润温暖,常有河水注入有关。

物源方向及母岩性质 本区东、西、南三个潜山带均有碎屑物质注入湖内。东部五号桩潜山带与湖盆陡岸相接,有充足的碎屑物源。桩59井和91井以东是主要物源区。母岩为中生代的沉积岩和喷出岩,次为古生代的碳酸盐岩和前震旦系花岗岩片麻岩。这从本区水下扇呈东西向展布,砂体由东向西变薄和粒度变细等特点亦可证明。其中砾岩分选差,而砾石磨圆度为浑圆状,这不是沉积时的波浪作用适成的,而是母岩区中生代地层所具有的,如东部的桩202井砂岩的磨圆度就很好。此外,在砂岩薄片上常见较多花岗岩片麻岩块,中酸性喷出岩块、易磨蚀的泥质岩块和碳酸盐岩块。

表1 泥岩微量元素、古盐度平均值对比表

Table 1 Mean value comparison of microelement and paleosalinity in mudstone

地 区	B (ppm)	Ga (ppm)	Ba (ppm)	Sr (ppm)	Sr / Ba	B / Ga	Fe / Mn	Zn / Cd	古盐度 (%)	
桩西洼陷沙三下段	桩59井第3砂层组	46.3	0.10	482.5	0.47	1.6	15.2.3	27.7		
	桩74井第2砂层组	55.3	31.3	0.078	535	0.70	79.6	24.2	6.7	
	桩74井第3砂层组	60.2	30.0	0.096	769	0.80	64.9	22.1	7.02	
东营凹陷	东风5号井沙四上	11.2	23.7	0.13	1252	0.99	6.0	31.8	6.4	30.6
中生代陆相	吐鲁番			0.16	260	0.16				
	鄂尔多斯			0.046	250	0.54				
中国	现代湖9个样品	30—60	10—30			2—3				
美国	宾夕法尼亚陆相	44	17			2.6				
中国	古代陆相13个样品	39	16			2.4				
美国	宾夕法尼亚海相	115	8			14.37				
美国	古代海相20个样品	123	25			4.9				
中国	现代海13个样品	30—125	18—30	0.6—0.1	7000—8000	1—0.8	4.5—5.0			
海 相		>80	高	>7000	>0.8	>4.5			1—35	
过 渡 相		>80	高	>7000	>0.8	>4.5			5—35	
陆 相		<80	低	<7000	<0.8	<3	高		>15	

三 沉积特征、微相分布及成因

沙三下水下扇的沉积特征,可以归纳为下述几个方面:具有巨厚的深湖一半深湖相暗色泥质岩,其中夹几套碎屑岩,主要砂层多为块状,且常见正递变层理、平行层理组合、复合递变层理(图版 I, 1)及完整的鲍玛层序(图版 I, 2)等沉积构造,并常与湖相泥岩呈突变接触(图版 I, 3);常见正韵律为主,在辫状水道砂层中尤为明显,在剖面上,自下而上,

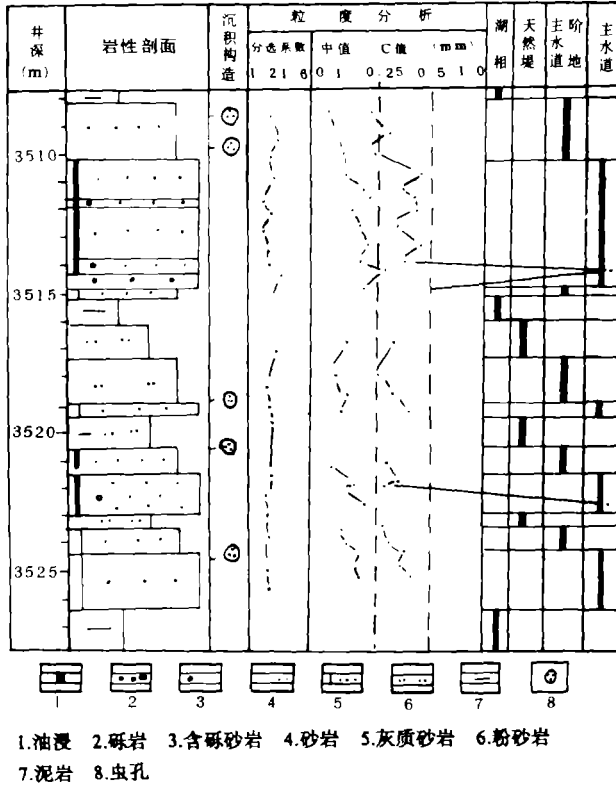


图2 桩59井沙三下沉积相分析图

Fig.2 Analysis of sedimentary facies of well Zang 59 in the lower part of Shahejie Formation

表现在粒度中值和最大粒径(C值)曲线在下部小,变化幅度也小,说明水动力条件稳定。而在上部曲线数值大,变化也大,表明水动力条件变化较大。自然电位曲线为“钟形”和“齿化钟形”组合,反映了水下重力流水道的沉积韵律特点。从微观标志看,砂岩异化粒少,种类多。

薄片可见有介形虫、螺、表蠕和砂砾屑等滨浅湖区沉积物混入。常见撕裂屑,有的磨圆度很好(图版 I, 4),有的含较多粉砂,是浅水区的沉积物经重力流侵蚀作用再沉积的。此外,砂砾岩具混杂组构,较细的砂岩具似斑状组构。主水道阶地微相地处较浅水区的主水道两侧,故沉积物较细,生物钻孔较发育(图版 I, 5)。

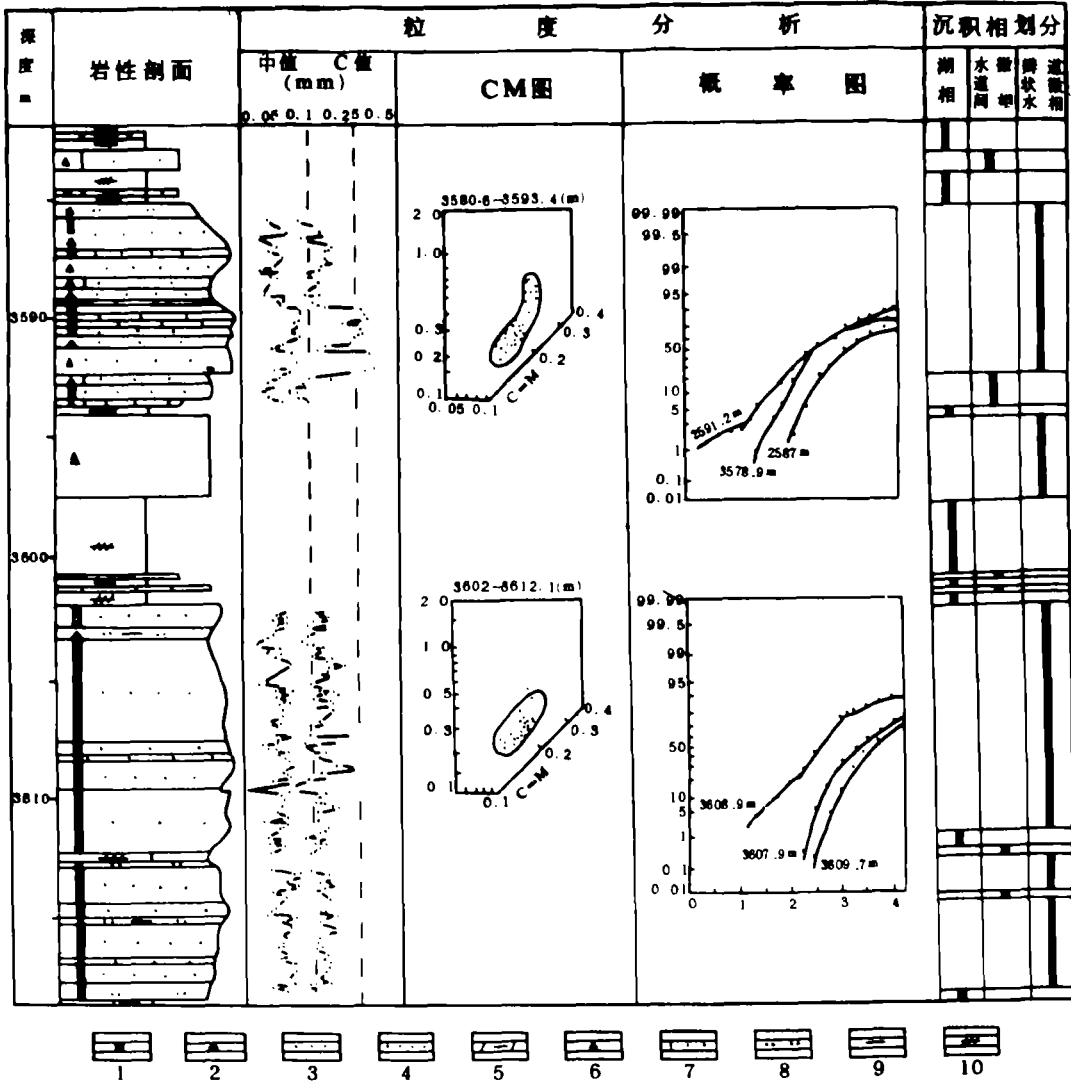
深、浅水相生物化石共存,但深水相化石种类单调,保存完好,而浅水相化石种类较多,多呈破碎状。此外还偶见轮藻(图版 I, 6)和盘星藻,这些淡水生物显然是

异地混入的。粒度概率曲线的特点是两段式和弧形式,CM图也显示出重力流的沉积特征(图2)。

沙三下段重力流水下扇有三个亚相,六个微相。内扇亚相包括主水道、主水道阶地和水下天然堤微相;中扇亚相包括辫状水道和水道间微相;外扇亚相包括无水道微相。据 G.V. Middleton 和 M.A.Hampton (1973)将沉积物重力流划分为碎屑流、颗粒流、液(流)化流和浊流等四类沉积。兹将本区扇体各微相的分布、沉积特征及其成因机制分述如下:

主水道微相 如桩59井(图3),位于内扇与中扇连接处,它与主水道阶地微相、水下天然堤微相和湖相共生。岩石类型为砾岩、砂质砾岩和砾状砂岩及细砂岩。砾岩中细砂质多,中粗砂很少,砾径1—10mm;细砂岩分选性好,少泥质,(<3%)具有颗粒流的主要特点。此外,砂岩具颗粒支撑结构,有分为碎屑充填基底式和碎屑充填孔隙式,属于颗粒流和碎屑流混合型特点。砂岩中的撕裂屑发育,呈漂浮状分布。“牵引毯”状构造(即从细砂—细砾级的反递变层)重复出现。单层厚度仅几厘米。有突变的顶底介面,底部具冲刷面。递变层理和平行层理组合较发育。总之,具有近

源的高密度颗粒流和碎屑流两者兼备的特点。这种成因机制在湖岸较陡的湖盆中较常见。



1.油浸 2.油斑 3.含砾砂岩 4.砂岩 5.泥质白云岩 6.萤光 7.灰质砂岩 8.粉砂岩 9.泥岩 10.油页岩

图3 桩74井沙三段沉积相分析图

Fig.3 Analysis of sedimentary facies of well Zang 74 in the lower part of Shahije Formation

主水道阶地微相 分布在内扇区主水道的两侧,在纵向上位于主水道微相和水下天然堤微相之间(图3)。岩性以细砂岩为主,曲线呈正韵律。粒度比主水道微相细,而比水下天然堤粗,但在CM图上显示其搬运方式为均匀悬浮,不是递变悬浮。泥质含量4—8%。仍为颗粒支撑结构,分选性也很好,颗粒略具定向排列,棱角状一次棱角状,常见虫孔。可能属低密度颗粒流—碎屑流。

水下天然堤微相 (图3)分布在主水道及其阶地微相的两侧。岩性以粉砂岩为主。在CM

图上显示搬运方式为均匀悬浮。泥质含量高,一般大于10%,最高在20%以上,多为杂基支撑结构,分选性中等一差,颗粒呈棱一次棱角状,具定向排列。此外,可见混入重力流沉积物中的浅水区介形虫碎片,砂屑和表鲕。介形虫碎片比碎屑大得多,砂屑和表鲕又均为波浪作用的产物,表明是由异地搬运再沉积的。该微相属低密度碎屑流及浊流两种成因机制。

辫状水道微相 分布在中扇区,如桩74井(图2),岩性比主水道微相细,未见纯砾岩,有砂质砾岩(薄层状,10—20cm),含砾细砂岩。砾径大者3—4mm,一般1—2mm。细砂岩C值大于0.2mm,中值0.11—0.18mm,一般小于0.15mm,CM图显示其搬运方式为递变悬浮。分选好,颗粒流为主,这是沙三下下部的特点。而沙三下的上部分选性好一差,变化较大,为颗粒流—碎屑流。泥质少(3—8%),颗粒支撑结构。沉积层序不完整,常见鲍玛层序的A、B段,块状层理为主,见有复合递变层理。

水道间微相 分布在中扇区辫状水道之间,在纵向上位于湖相泥岩之间或辫状水道砂岩的上、下部(图2)。岩性细,层薄,粉砂岩或细砂岩与湖相泥岩间互层。该微相由辫状水道漫溢而成,相当于鲍玛层序的D、E段,常重复出现。颗粒长轴具定向排列,泥质6—8%。具低密度浊流沉积机制特点。

综上所述,本区各微相沉积物征与G.V.Middleton和M.A.Hampton所描述的相比有许多相似之处,但又不完全相同。笔者认为本区各微相的沉积特征,分布状况和流动机制之间是有密切关系的,就目前认识至少有高密度颗粒流,高密度颗粒流—碎屑流,低密度碎屑流和低密度浊流等四种类型。本区所形成的颗粒流和颗粒流—碎屑流沉积具有混合型和过渡型特征,而且常见,对储油有重要意义。这可能因断陷小型湖盆具古地形陡、同生断层发育、物源近、堆积速度快等特殊的地质条件所造成的。

四 砂体含油性分析及远景评价

从成岩作用看本区地层埋藏特点

沙三中—沙三下一沙四段地层埋深3200—3960m,地温130℃—160℃,镜煤反射率(R_o)0.43—1.33,泥岩中混层粘土矿物(I/M)含量36—45%(表2)。这样大量混层粘土矿物的存在和镜煤反射率随地层埋藏深度的增加而增加的特点,表明各段地层均属成岩后生阶段的早—中期。因在东营盆地地层埋深在3200m以上时,地温已高于130℃,而且,泥岩的混层粘土矿物已消失,进入了成岩后生阶段的晚期^①。说明本区的成岩作用的各个阶段,较之东营盆地地层埋深要大。从成岩阶段到后生阶段的中期,随着地层埋深的增加,原生孔隙将不断减少,而次生孔隙相应增加。次生溶孔的发育程度又因各种影响因素的不同而差异。根据泥岩混层矿物(I/M)含量、镜煤反射率(R_o)、干酪根H/C值以及砂岩的石英次生加大和碳酸盐岩胶结物等标志可作为本区地层的成岩后生作用带划分的基础(表2)。

成岩后生阶段对不同的沉积微相的储集性的影响各有差别。从沙三下段水下扇来看,辫状水道微相储集性最好,如桩74井深3603.5—3607.5m砂岩,平均孔隙度17%,渗透率10.3MD,油浸。主水道微相次之,其储集性好,如桩59井井深3510—3515m砂岩,平均孔隙度16%,渗透率3.8MD,油浸。主水道阶地微相储集性较好,如桩59井井深3508.5—3510.5m砂岩,平均孔隙度

^①周自立、吕正谋,碎屑岩中的矿物地温温度计及埋藏成岩作用的分带特征,1985。

16%，渗透率 0.39MD，油斑—油浸。水下天然堤微相，如桩 59 井井深 3490—3494m 砂岩，平均孔隙度只 7%，渗透率 0.4MD。水道间微相的储集性能则较差。

表 2 桩西洼陷成岩后生阶段划分及其主要标志

Table 2 Division and major indicators of diagenesis in Zangxi depression

阶段划分		井深 (m)	层位	主要划分标志										岩石孔隙	
本文	加拿大斯密特麦克唐纳			镜煤反射率 (R ₀)	地温 (°C)	泥岩混层 I/M	粘土矿物	自生高岭石	铁白云石	铁方解石	石英次生加大	干酪根		原生	次生
		类型	H/C												
成岩	早成岩	2800	沙一	0.33	115					无	I	1.21	孔隙发育	溶孔不发育	
				0.36								1.34			
后	早中成	3400	沙三中	0.43	140	36				弱	II ₂	1.41	孔隙减少	溶孔发育	
				0.51								1.24			
生	中成	3600	沙三下	0.6~0.69	160	45			次生加大	强	I	1.29	孔隙不发育	溶孔减少	
				0.51								1.05			
晚	过成熟	4000	中生代	0.78							I	1.42	发育	裂缝发育	
				1.33								1.42			

影响砂体储集性的因素

辫状水道微相，具有砂体分布面积广，厚度大、沉积物流动机制为高密度颗粒流—碎屑流混合型及单纯的颗粒流型。沉积物分选好，泥质含量平均只有 5%，具颗粒支撑结构，这是原生孔隙发育的基础和有利条件。由于本区沙三下段地层埋深正处在后生阶段的中期，因地层压力增加，地温大于 140℃ 等多种原因，导致砂岩的孔隙度，渗透率变差，不如沙三段好。至于次生孔隙有粒间孔、粒内（钾长石内为主）孔和晶间孔三种。多在沙三下段下部发育，如桩 74 井井深 3546m 以下，辫状水道砂体很厚，利于溶解作用的进行，因此次生溶孔更发育，且碳酸盐胶结物减少到 5% 左右，成为最有利的储集层段之一，业经钻探证实。主水道微相的成岩作用的主要因素与辫状水道微相基本相似，但因该微相沉积物流动机制是高密度碎屑流为主，颗粒流—碎屑流混合型为次，且砂岩为碎屑充填孔隙式支撑结构。又因该微相古地形狭窄，砂体分布范围小，砂层较薄等因素不利于酸性孔隙水的流动，因此次生孔隙发育较差，铁白云石和铁方解石胶结物多达 8%，原生孔隙减少，储集性较差。与它相邻的主水道阶地和水下天然堤微相、中扇水道间微相和外扇无水道微相，均因砂层薄、粒度细、不利于次生溶孔的形成。加之，碳酸盐胶结物含量较高，石英次生加大作用强，砂岩分选差，具杂基支撑结构，因此，储集性更差。

控制油气富集程度的有利因素

油气富集程度取决于生储盖组合时空上的有机配置，再加上储集性能因素，就能造成油气运移、聚集的最有利条件，从而形成油气富集带。沙三下段油气富集的主要控制因素有 1) 油源丰富。桩西生油洼陷，沙三下段暗色泥质岩是主要的生油岩系，厚 500m 以上。富含有机质，有机炭

多在 1.24—2.69% 干酪根类型多为腐泥型组合的 I 型和 II 型, 氯仿沥青“A” 0.2117—0.3393%, 最高达 1.275%, 镜煤反射率多在 0.43—0.65%, 岩样中饱和烃 43.36—56.52%, 氯仿“A” 烷烃 69.45—74.35%, 均处于良好的生油指数范围。2) 具备优越的生储盖组合。砂体为多次间歇性重力流水下扇叠复体, 其间为成熟生油岩所隔, 因而均成了良好的自生、自储、自盖的有机配置。3) 大厚度, 大面积的有利储集相带。多个扇体, 多个辫状水道微相带叠置, 构成了扇体中面积最大的中扇区。4) 沉积机制和成岩后生作用是控制油气富集的重要因素。5) 独具特色的岩性油气藏类型。间歇性的重力流水扇砂体在洼陷中最厚, 向西边古隆起减薄直至尖灭, 形成了以岩性圈闭为背景的, 断层起一定辅助作用的岩性圈闭油藏(图 4)。而且, 砂体最厚部位与油层最厚和洼陷最深部位三者一致。

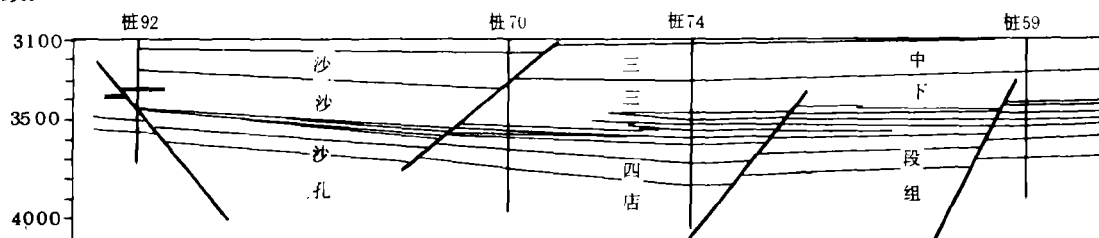


图 4 桩 92—桩 59 井沙三下油藏剖面图

Fig. Section of apool between well Zang 92 and well Zang 59 in the lower part of shahejie Formation

收稿日期 1986 年 8 月 22 日

参考文献

- (1) 陈淑珠, 1985, 沉积学报, 3卷3期, 108—118页
- (2) 钱凯, 时华星, 1982, 石油勘探与开发, 3期, 32—38页
- (3) 周自立, 吕正谋, 1987, 地球化学, 12卷3期, 311—319页
- (4) G. V. Middleton, A. H. Bouma, Turbidites and Deep Water Sedimentation, SEPM Pacific Sec. Short Course Notes, Anaheim, California, p.1—38

THE SEDIMENTARY FACIES AND THEIR BEARING OIL-GAS PROPERTY IN THE LOWER PART OF THE THIRD MEMBER OF SHAHEJIE FORMATION, ZHUANGXI DEPRESSION IN SHANDONG PROVINCE

Chen Shuzhu Chen Guochun

(Geological scientific research institute, Shengli oilfield)

Abstract

To coordinate the exploration of oil-gas traps in nonanticline, this paper studies the reservoir in the lower part of the third member of Shahejie Formation in Neogene, Zangxi depression. Through observation of cores, electric logging, lithology and using of over 10 laboratory test data and studies of samaple data more than 2700

in 24 wells, this paper gives details of the distributions, forming conditions, sedimentary features, genesis, sedimentary microfacies, influence factors of ability for reservoir, and evaluation of bearing oil-gas for the sandbodies.

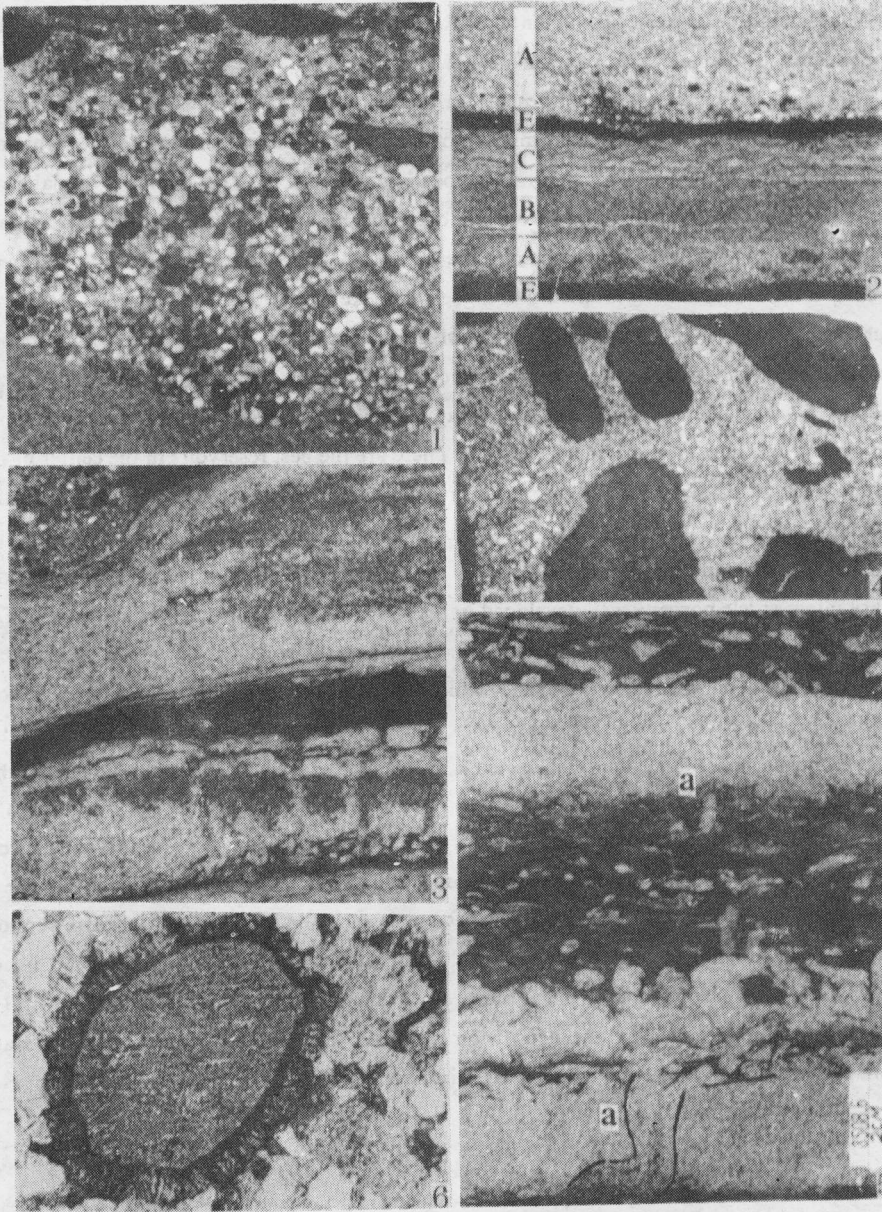
Authors consider that the sandbody type belongs to the submarine fan which comes from the deposition of gravity current. The sandbodies develop in the center of the depression. Those can be classified into 6 fans which occur in the same region. The area of the sixth fan is the largest one. The major part of sandbodies is the thickest in the deepest place of the depression. From the bottom to the top of the formation, the distributions of the sandbodies become little and thin. During the formation of sandbodies, the paleoclimate was warm and humid, the paleotopography steep on the eastern and western coastline of the lake. The center of the lake was underground paleouplift. Its east and west parts were depression favorable to the sedimentation of subaqueous fan. The lake filled fresh water with a little salinity. During the drop of the crust continuously, the water became larger, from semi-deep lake to deep lake, with plenty of algae. The lake became a good source area. Gravity clastic sediment, which genesis was mainly mixed with type of grain-fragment current, derived from mesozoic, paleozoic group of the east and west area of the lake, and from the shore and shallow lake. The subaqueous fan can be classified into 5 microfacies, i.e. main channel, subaqueous levee, braided channel, and interchannel.

Evaluation of reservoir in studying area is following. There are the best reservoirs in the center of the eastern depression; The fourth, fifth, sixth fans are the most favorable reservoirs; the second and third rather good, the first bad; Braided channel is the best and main channel is good for reservoir. The lower part of the third member of Shahejie is in the middle age of late diagenesis. The primary porosity of the sandstone has decreased, but the secondary interparticle porosity well developed in the lower than the upper of the sandstone. The control factors of rich oil-gas in studying area are followings: 1. Having plenty source rock with large distribution, the source rock has matured in the depression, which produced a lot of oil-gas; 2. Having good associations of source rock, reservoir, and cover, the numerous gravity current subaqueous fan has been separated by the mature source rock, constituting combination of self-genesis of oil self-reservoir, and self-cover; 3. the braided channel of the middle fan is a favorable facieszone for reservoir, with a large thickness and area; 4. The depositional mechanism and diagenesis are major factors controlling oil-gas. The sandbodies formed from mechanism of grain-fragment current have the texture of grain supported, bearing oil-gas high level in the place of strong secondary solution, but bearing oil-gas is low level in the sandbodies of matrix supported producing from the low density flow; 5. Having favorable lithological oil-gas traps. The fourth member of Shahejie Formation-Kongdian-Formation, and mesozoic group have been deduced to be beneficial to exploration. The west of the depression and Gunan depression may have the same depositional condition as the east of the depression. It is possible to find a oilfield like, Wuhuzhuang oilfield.

Chen Shuzhu

Sedimentary facies and Oil-Gas Property

图版 I



1. 细砾岩具复合递变层理, 撕裂层定向排裂, 细砾岩具冲刷面。桩 74 井岩芯 2. 鲍玛层序较完整: A 段砾状砂岩正递变层理, B 段层理不明显, C 段粉砂岩具微波状层理, E 段泥岩具微冲刷面, 桩 74 井岩芯 3. 顶部 B 段, E 段 (湖相) 具冲刷面, 充填细砾, 中部 B 段具垂直虫孔 (a), 下部具平行层理。桩 74 井岩芯 4. 灰色含砾细砂岩中深灰色撕裂层呈次圆一次棱角状, 长短轴比小, 桩 74 井岩芯 5. 灰色细砂岩与深灰色砂质泥岩间互层, 其中生物钻孔呈长条形、圆形及椭圆形, 垂直 (a) 或平行 (b) 层面分布, 并具有生物搅混构造, 桩 59 井岩芯 6. 浅灰色细砂岩中含轮藻, 个体大、完整, 桩 74 井井深 3607.9 m, 单偏光, $\times 50$