

# 喇嘛甸油田构造东翼、萨尔图油田 构造东北翼水顶下的油层分布

许运新 谭保祥 杨明忠

(大庆石油管理局勘探开发研究院 163712)

本文根据8口取心井的岩心资料重新对油田水顶(油水过渡段)进行划分,得出用岩心资料划分的油水过渡段的厚度,比用电测和试油资料确定的油水过渡段的厚度增加36.6~68.6m,含油饱和度为30~40%,从而为油田增加了新的储量。并据此提出影响油水过渡段增厚的原因,指出电测和试油资料确定油水过渡段的不足和影响因素。

关键词 油水过渡段 岩心分析 电测井 试油

第一作者简介 许运新 男 56岁 高级工程师 石油地质专业

喇嘛甸油田是1960年3月发现的。位于大庆长垣北端,是我国的一个典型的块状构造气顶油田,1973年投入全面开发。其石油储量占大庆油田的18.9%,油水过渡带面积占喇嘛甸油田含油面积的36.5%,其中东部油水过渡带面积占26.4%,西部过渡带占10.1%,油水过渡带储量占喇嘛甸油田储量的7.62%。萨尔图油田油水过渡带面积占该油田总面积的35.1%,原油储量占油田储量的15.9%。因此,认真开发好油水过渡段是十分重要的。

油田开发初期,根据试油和电测资料确定的油水过渡段厚度为20~30m,油水界面海拔高程为-1050m左右。现在,根据详探阶段在东部油水过渡带钻的部分取心井岩心含油产状及岩心油水饱和度分析资料,认为喇嘛甸油田构造东翼油水界面海拔高程为-1115~-1129m,比用试油和电测资料确定的油水过渡段新增厚度48.0~68.6m。

萨尔图油田构造东北翼岩心划分油水界面海拔高程为-1105~-1114m,比用试油和电测资料确定的油水过渡段新增厚度36.6~63.0m。同时在少数井原确定的水顶以下(水层)经试油获工业油流,取心见不同含油产状的岩性。

## 1 以往确定油水过渡段的方法

### 1.1 主要根据试油和电测资料

喇嘛甸油田和萨尔图油田是一个具有统一压力系统、统一油水界面的含油构造。以往在确定油水界面时,除在油水过渡带布少量取心井外,主要是依据试油和电测资料确定油水界面深度。大庆长垣北部的喇、萨、杏油田,从宏观上看具有统一的压力系统,统一的油水界面(海拔高程为-1050m±,压力为12MPa)。如喇嘛甸油田的油水界面是通过18口井试油(水)资料和13口井的电测资料定性或定量确定的。其油水界面变化与大庆长垣自南往北变低的总趋势是一致的。

但是,由于油层沉积的非均质性、构造部位的不同、油气运移方向和水动力条件等因素影响,往往在同一个构造范围内油水界面不一致。通过在油水过渡带的取心井对岩心的观

察,证实了这一点。

## 1.2 确定油水过渡段的方法

依据试油和电测资料确定油水过渡段的厚度。具体方法是:根据含油构造宏观控制的油层深度和油水界面深度、范围,结合试油和电测资料确定出油底和水顶,其二者之间即为油水过渡段。

### 1.2.1 油底的确定

油底是指含油层段的最下部一个油层的底界深度。

用常规电测资料确定的油底主要依据微电极存在幅度差,自然电位为负幅度,视电阻率随电极增大而增大等电测资料进行综合判断。

### 1.2.2 水顶的确定

水顶是指最顶部的含水段的一个明显水层的顶界深度。在此深度以下,不存在产油层。其电性特征是:与邻井油层及与本井油层对比,其微电极幅度绝对值和幅度差下降明显,自然电位负幅度比在同井中厚度相同、渗透率接近的油层有明显增大(负幅度),视电阻率随电极距的增大而显著减小。此段试油产纯水。

### 1.2.3 油水过渡段

油底与水顶之间厚度为油水过渡段。油水过渡段一般规律是:自上而下含油减少至含水增高,即大致可分为微含水油层段、含水油层段(以含油为主,大于50%)、含水水层段(以含水为主,大于50%)。根据上述确定的油水过渡段厚度一般为20~30m。

## 1.3 画油水界面垂高变化图

根据试油和电测资料确定的油底、水顶深度,画出油水界面在横向上的分布。图的横坐标为井号,纵坐标为用试油和电测资料确定的油底、水顶海拔高程。将各井油底与油底连线,水顶与水顶连线,即可看出某一地区油田的不同部位的油水过渡段的分布规律。依据此指导油田开发方案设计。

## 1.4 试油和电测资料确定油水界面的不足之处

试油和电测资料确定油水界面,这是各油田一般常用的基本方法。但是,应该看到,对油水过渡段进行试油,当油水同层或地层以含水为主时,一般试油均出水,因为水的粘度比油小15倍,往往试不出油来,因而往往误定为水层,或仅认为产极少量油;而电测时,在油水同层经常为减阻反映,亦有可能将油水同层判断为水层,这样也漏掉了有开采价值的油层。如通过对油水过渡段岩心资料的观察、分析和个别井在试油和电测资料确定的水顶以下有油层分布,并具有一定产能。这就表明,单纯用试油和电测资料确定油水界面深度是不够准确的。必须依据岩心资料进行定性和定量确定。

## 2 喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼水顶以下的油层分布

### 2.1 岩心是确定油水过渡段的重要依据

岩心是最直观逼真的第一性资料,通过对岩心的观察、描述,可以定性判断岩心含油、水产状;通过实验室分析含油饱和度,可以定量确定含油饱和度。在喇嘛甸油田曾用岩心资料

准确地确定了油气界面,同样用岩心也可准确确定油水过渡段的厚度。岩心为了解地下油、水分布及其特征提供了第一性资料和科学依据。

在喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼,对油水过渡带的取心井的岩心观察和实验室分析资料证明,油水过渡段厚度比以前用电测和试油资料确定的厚度增加一倍以上。用岩心资料划分油水过渡段厚度,可以挽回仅用试油和电测资料漏掉的油水过渡段厚度。下面以喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼为例,说明这种情况的存在。

### 2.2 喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼水顶以下油层分布特征

通过在喇嘛甸油田构造东翼油水过渡带的 4 口取心井和与喇嘛甸油田构造东翼接壤的(图 1)萨尔图油田构造东北翼油水过渡带的 4 口取心井的岩心观察和实验室进行的含油饱和度分析证实,岩心划分油水过渡段的厚度比电测划分的厚度增加一倍以上(表 1)。

#### 2.2.1 岩心资料确定的水顶比电测试油资料确定的水顶下移 34.6~65.6m(表 1)

通过油水过渡带 8 口井用岩心划分的油水过渡段厚度与用电测和试油资料划分的对比结果看出,用岩心资料划分的油水过渡段厚度为 72.0~93.0m,比用电测和试油资料划分的油水过渡段厚度增厚 36.6~68.6m。其中除喇 177 井增加近 1 倍外,其余 7 口井用岩心划分的油水过渡段厚度比用电测和试油资料划分的油水过渡段厚度增加 2 倍以上。也就是说原来用电测和试油资料划分的油水界面,再用岩心划分后,油水界面下移 34.6~65.6m。用岩心划分的油底深度与用电测和试油资料划分的油底深度基本上一致。

#### 2.2.2 新增加的油水过渡段含油饱和度为 30~40%

表 2 的含油饱和度分析资料是采用三种形式取得的。一是在现场岩心出筒后立即将含油砂岩进行蜡封,然后送到实验室进行饱和度分析(喇 55、178 井);二是利用大直径(岩心直径 160mm)取心(喇 177 井),分析岩心中未受泥浆侵入部分的岩心油水饱和度;三是用密闭取心井,岩心用密闭液保护,不受泥浆浸染,现场分析含油饱和度。

上述分析方法所产生的误差问题的处理方法是:根据大庆勘探开发研究院流体力学研

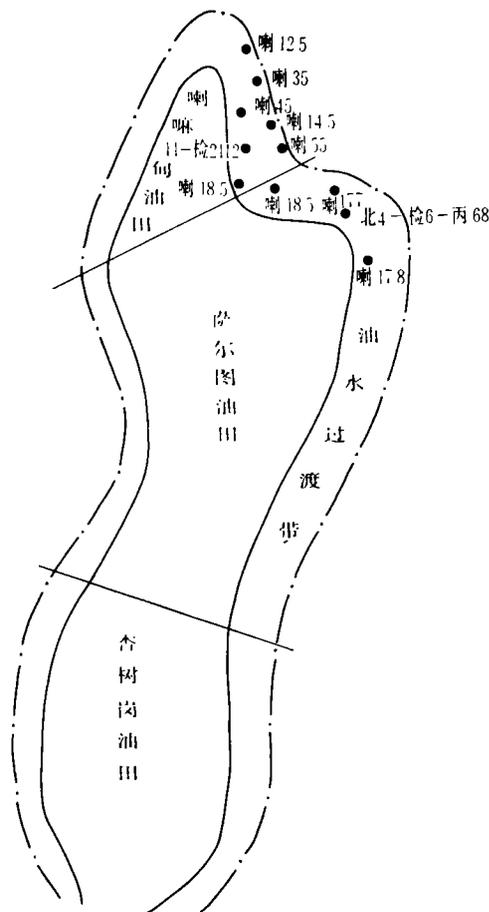


图 1 大庆长垣东北翼取心井分布图

表1 喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼岩心与电测划分油水过渡段厚度数据对比表

构造位置	井号	完钻日期	油底						水顶						备注			
			岩心			电测			岩心			电测				油水过渡段厚度 (m)		
			井深 (m)	海拔高程 (m)	层位	井深 (m)	海拔高程 (m)	层位	井深 (m)	海拔高程 (m)	层位	井深 (m)	海拔高程 (m)	层位		差 (m)	电测	新增厚度
喇嘛甸构造东翼	喇125	1969.3	1182.0	-1032.0	萨I	1182.0	-1032.0	萨I	1265.0	-1115.0	葡I	1209.0	-1059.0	葡I	56.0	83.0	27.0	56.0
	喇45	1963.2	1188.0	-1038.0	萨葡夹层	1201.4	-1051.4	葡I	1266.0	-1116.0	高I	1210.8	-1060.8	葡I	55.2	78.0	9.4	68.6
	喇145	1969.5	1201.0	-1051.0	萨I	1197.0	-1047.0	萨II	1273.0	-1123.0	葡I	1221.0	-1071.0	萨II	52.0	72.0	24.0	48.0
	喇55	1963.5	1186.0	-1036.0	萨I	1185.8	-1035.8	萨I	1279.0	-1129.0	葡I	1213.4	-1063.4	萨I	65.6	93.0	27.6	66.6
萨尔图构造东北翼	喇185	1969.7	1188.0	-1038.0	萨II	1187.4	-1037.4	萨II	1260.0 未见水顶	-1110.0	葡II	1222.0	-1072.0	葡I	>38.0	>72.0	34.6	>37.4
	喇177	1964.3	1178.0	-1028.0	萨II	1180.0	-1030.0	萨II	1255.0	-1105.0	高I	1220.4	-1070.4	葡I	34.6	77.0	40.4	36.6
	喇178	1963.12	1183.0	-1033.0	萨II	1184.0	-1034.0	萨II	1264.0	-1114.0	高I	1202.0	-1052.0	葡I	62.0	81.0	18.0	63.0
	北4- 检6- 丙68	1984.6	1179.0	-1029.0	萨II	1179.0	-1029.0	萨II	>1245.0	>-1095	高I	1201	-1051.0	葡II	>44.0	>66.0	22.0	>44.0 1245.0m 未见水顶

究室高级工程师刘桂芳做的起钻过程中降压脱气对油水饱和度影响的实验研究<sup>①</sup>。经实验证明:在模拟实际起钻过程中井深 1200m,岩心从井底提升到地面约需 2h,压力从 12.0MPa 降至常压,温度从 40℃降到 25℃。经降压脱气实验,损失的总油水饱和度为 10~25%,其中油饱和度损失 6%以下,水饱和度损失 6~20%。这和现场统计的总饱和度损失 10~30%是一致的。

从喇 55、177、178、北 4-检 6-丙 68 井等 4 口井做的油水饱和度资料看(表 2),虽然数字不够精确,但至少可以说明以下四个问题。

(1)由于取心条件(水基泥浆取心)限制,所分析的数据明显偏低,即实际上地下油层含油饱和度是高于分析数据的。若按油损失 6%计算,所分析的 4 口井(喇 55、177、178、北 4-检 6-丙 68 井),在油水过渡段内的含油饱和度为 30~40%(表 2)。大庆油田纯油区残余油饱和度一般为 25%左右,从实际分析数据看,新增加的油水过渡段具有开采价值。

(2)喇嘛甸油田最近一次(1985 年)储量计算,在构造东翼纯油层所用的含油饱和度数值是:萨尔图油层为 66.3%,葡萄花油层为 67.8%,高台子油层为 63.0%(井深均在 1150~1180m)。而喇 55 井在井深 1177.48~1179.80m,所做的 21 块纯油层油砂含油饱和度平均为 44.6%(萨二组);喇 177 井在井深 1167.96~1177.04m,所做的 20 块纯油层油砂含油饱和度平均为 52.7%(表 2)。

从上述不同时间和条件,用相同方法(蒸馏法)所得出的含油饱和度相差 10%以上。说明喇 55、177、178、北 4-检 6-丙 68 井在纯油区所分析的含油饱和度偏低 10%以上。

(3)从喇 55、177、178、北 4-检 6-丙 68 井在油水过渡段所分析的含油饱和度数据看,油、水饱和度合计均低于 100%,油、水饱和度合计最高为 80%。说明从起钻开始直至分析结束,油水饱和度损失大于 20%。

(4)含油饱和度不完全受深度控制。在油水过渡段内,对块状构造的砂岩油藏,一般规律是向下含油饱和度降低。但是,从表 2 中可看出,向下含油饱和度有增加趋势(喇 55 井)。产生这种情况原因是与受岩性控制有关。

### 2.2.3 新增加油水过渡段的含油产状

从表 2 对油水过渡段含油产状描述可以看出,原来划分的水顶以下,即新增加的油水过渡段含油产状均为棕黄色、浅棕褐色、棕褐色、褐黑色、黑褐色含水细粒或粉粒油砂,即从岩心上观察其含油产状是以含油为主。如喇 55 井从井深 1214.3(原划水顶以下深度)~1251.5m 取出的含水油砂,岩心刚出筒时,含水油砂向外冒油、污手。说明新增加的油水过渡段的油不完全是残余油,有一定量的流动油,可供开采。

### 2.3 喇 35 井井壁取心见油砂

该井井深 1261.4~1271.6m,厚 10.2m 的砂层内,井壁取心 6 颗,其中井深 1266.0~1261.4m,取出 4 颗油砂,下面两颗为含水油砂。在井深 1249.0m~1252.4m 取出 3 颗油砂。

### 2.4 试油具工业油流

(1)喇 11-检 2112 井,喇嘛甸油田构造东翼的一口密闭取心井,于 1990 年 11 月完钻。电测划分水顶深度为 1200.2m,1991 年 4 月 20 日射开水顶以下井段 1222.6~1225.4m(葡 I

① 刘桂芳,起钻过程中降压脱气对油水饱和度影响的实验研究,大庆石油地质与开发,1983 年第 2 期

表2 岩心划分新增油水过渡段含油产状与含油饱和度分析数据表

井号	类别	井段 (m)	厚度 (m)	含油产状	孔隙度 (%)	渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	含油饱和度 (%)				含水饱和度 (%)	备注
							分析块数	最大	最小	平均		
喇55井	纯含油	1177.48~1179.80		棕色粉粒油砂			21			44.6	13.9	
	油水过渡段	1214.30~1217.80	3.5	浅棕褐色含水粉—细粒油砂			6	30.5	22	24.9	15.7	油砂溢油污手
		1222.20~1233.00		浅棕褐色含水粉—细粒油砂			22	37.6	17.6	25.1	17.6	油砂溢油污手
		1246.80~1251.50	4.7	上部为浅棕褐色含油粉砂岩,中、下部为黑褐色粉—细粒油砂	18~26	0.167~0.378	10	43.9	23.8	37.6	2.2	油砂溢油污手
		1262.50~1266.50	4.0	浅棕褐色含水细粒油砂	25.4	0.121	7	43.1	31.3	37.3	4.4	
		1270.00~1279.00	9.0	深棕褐色含水细粒油砂	25	1.3~2.1						
喇177井	纯含油	1167.96~1177.04		棕色粉粒油砂			20	60.5	43.2	52.7	30	
	油水过渡段	1189.00~1191.50	2.5	棕褐、棕黄色含水含油、含水油砂			4	49.0	42.5	46.0	42.3	
		1220.70~1222.00	1.3	浅棕色、褐黑色、黑褐色含水油砂与含水含油砂岩。			6	48.5	38.2	44.2	34.0	为连续厚15m的含水油砂
		1222.00~1225.50	3.5		24	42.3	23.9	34.4	42.7			
		1225.50~1229.00	3.5		24	45.4	24.1	32.0	45.0			
		1229.00~1232.50	3.5		24	45.8	28.3	37.0	42.8			
		1232.50~1236.10	3.6		24	37.0	23.3	29.9	52.9			
1206.20~1208.20	2.0	棕、棕褐色含水含油与含水油砂				6	53.0	47.4	50.9	24.3		
喇178井	油水过渡段	1209.50~1219.00	9.5	棕、棕黄色粉—细粒含水油砂			31	53.4	26.8	35.5	59.8	
		1222.00~1230.50	8.5	棕黄、浅棕褐色粉—细粒含水油砂			64	51.3	21.8	34.2	44.0	
		1239.16~1242.83	2.5	棕褐色细—粉粒含水油砂			4	43.5	22.5	34.0	51.7	真电阻率 $19\Omega \cdot \text{m}$
		1221.00~1236.10	15.1	棕色、棕褐色含水细粒油砂								
喇178井	油水过渡段	1239.00~1245.00	6.0	棕色、棕褐色含水细粒油砂								
		1260.00~1267.00	7.0	棕色含水细粒油砂								
		1206.0~1225.0	17.0	棕色含水含油砂岩	26.5	0.471	65	52.2	13.1	38.6	47.6	
北4-6-丙68	油水过渡段	1230.0~1238.0	8.0	棕色含水含油砂岩	27.1	0.509	35	51.8	18.8	29.0	48.5	

1-3层),射开砂岩厚度 2.8m,经气举求产,气举深度 720.24m,产油 5.55t/d,产水 2.72 m<sup>3</sup>/d,含水 32.9%,地层压力 12.4MPa。

(2)喇 184 井(资料井)在电测划分水顶以下井深 1220.8~1224.8m,测液面产油 1.7t/d,产水 0.03m<sup>3</sup>/d。

## 2.5 油水相对渗透率曲线证实具油水两项流动

通过萨尔图油田构造东北翼的北 4-检 6-丙 68 井(图 1)油水过渡带密闭取心井做的相对渗透率曲线可以明显看出,该井电测划分水顶深度为 1201.0m,岩心划分水顶为大于井深 1245.0m(取心未取完),在井深 1237.0m 的葡二组油层内取出 2.0m 含水含油砂岩,经做相对渗透率曲线(图 2),其残余油饱和度为 23.8%,束缚水饱和度为 49.3%,束缚水时油相相对渗透率为 100%,残余油时水相相对渗透率为 8.0%,岩心为偏亲水非均匀润湿性砂岩。油水两项跨度饱和度为 26.9% [(100-49.3)-23.8]。经试油验证:射开葡 I 2 层井段 1197.0~1201.8m、葡 I 3-7 层井段 1206.6~1215.0m、葡 I 8-10 层井段 1234.9~1241.2m,以上三层合试,8mm 油嘴,产油量 4.5m<sup>3</sup>/d,产水量 49.5 m<sup>3</sup>/d。该井相对渗透率曲线与试油资料证实,原用电测划分的水顶以下深度有油层,具有工业开采价值。

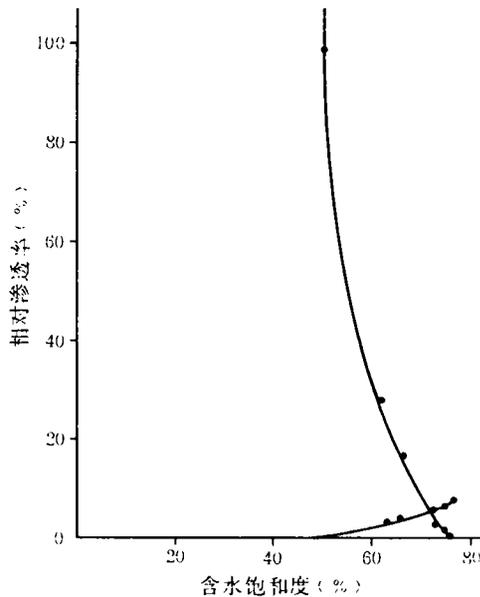


图 2 北 4-检 6-丙 68 井油水过渡段相对渗透率曲线  
(岩样号 289-1)

## 3 油水过渡段增厚原因分析

### 3.1 构造东翼平缓

喇嘛甸油田是大庆长垣北部的一个三级构造,是一个两翼不对称的短轴背斜,东西向比较窄,只有 6~7km。构造西翼倾角陡(12°~20°);构造东翼平缓,倾角 4°~6°,萨尔图油田构造东北翼倾角也为 4°~6°。由于东部过渡带构造平缓,倾角小,油水分异差,加之岩性等因素,是导致油水过渡段加厚的重要因素。

### 3.2 沉积的非均质性

油水过渡段所穿过的油层组为萨尔图油层、葡萄花油层、高台子油层。这三套油层在宏观上属三角洲泛滥平原沉积,其沉积砂体厚、不稳定,其有较高的孔隙度(25~27%)和较高的渗透率(0.3~1.0μm<sup>2</sup>)。由于砂体非均质严重,导致油水分异差,也是造成油水过渡段增厚的一个重要因素之一。

### 3.3 受二级构造油水界面深度影响

大庆长垣北部油水界面总的趋势是：南高、北低、西高、东低(表 3)。由杏树岗油田南部海拔高程-1000m(西翼)、-1020m(东翼)，至喇嘛甸油田北块构造东、西翼为-1054m。

表 3 大庆长垣北部东、西翼油水界面对比表

油田		电测、试油划分		岩心划分
		西翼海拔高程 (m)	东翼海拔高程 (m)	东翼海拔高程 (m)
喇嘛甸油田	北块	-1054	-1054	-1110(喇 125 井) -1116(喇 45 井)
	中块	-1052	-1052	-1123(喇 145 井) -1129(喇 55 井)
	南块	-1047	-1047	
萨尔图油田	萨北	-1050	-1050	-1105(喇 177 井) -1114(喇 178 井)
	萨中	-1040	-1050	
	萨南	-1030	-1040	
杏树岗油田	杏北	-1020	-1030	
	杏南	-1000	-1020	

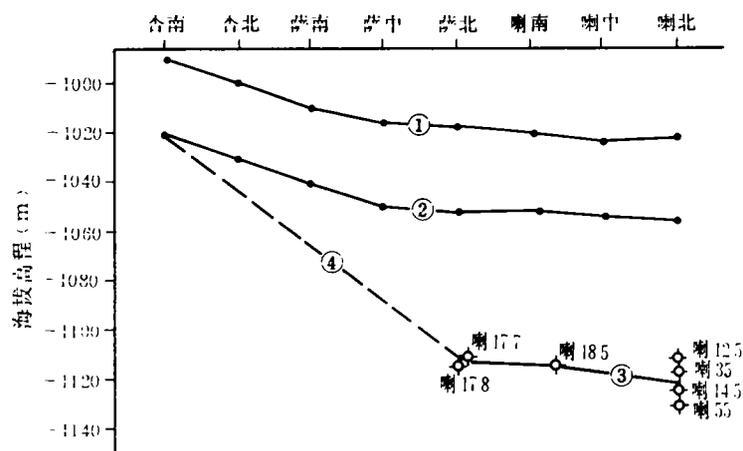


图 3 大庆长垣北部东翼油水界面分布图

①电测、试油划分的油底；②电测、试油划分的水顶；③岩心划分的水顶；④推测的水顶。I. 油水过渡段；II. 岩心划分的油水过渡段

从表 3 和图 3 可以看出，大庆长垣东、西翼油水界面，自南向北，自西向东由高变低，即油水接触面由南向北、由西向东向着油气运移方向倾斜，在倾斜的低部位较深，阻止油

气再向东运移,造成油水过渡段增厚。

### 3.4 受油气运移方向控制

在长垣构造发育完整和定型时期,位于长垣西侧的主要生油凹陷——古龙凹陷的青山口组和嫩一段生油层,先后达到了向烃类大量转化的生油门限深度(1180~1330m)。凹陷之隆的大庆长垣,使烃类向构造高部位运移聚集。但是,由于喇嘛甸油田构造闭合面积较小(28km<sup>2</sup>),而且喇嘛甸构造和萨尔图构造又处于长垣东北翼,再向北一是无构造存在,二是北部水动力条件限制(北部砂体发育,水动力自北向南流动、活跃)。油气运移至喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼形成滞流区,从而导致油水过渡段加厚。

## 4 结 论

(1)岩心是划分油水过渡段的第一性资料,既可以定性判断,也可以定量确定(实验室分析)油水过渡段厚度和含油饱和度。

(2)根据岩心资料确定的喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼油水过渡段厚度比原来用电测和试油资料确定的油水过渡段厚度增加 36.6~68.6m,增加了新的储量。

(3)大庆油田残余油饱和度一般为 25%左右。而喇嘛甸油田构造东翼和萨尔图油田构造东北翼新增加的油水过渡段所取出的岩心,分析含油饱和度一般为 30~40%。从取出岩心观察,刚出筒的含水油砂岩心表面冒油、污手,说明具有可流动油。而且少数井在原定水顶以下经试油证明具工业油流。

(4)不能轻易只利用电测资料定性判断含油程度,也不能轻易用试油资料定量确定产油能力,因电性资料和试油资料影响因素较多。

(收稿日期:1991年9月18日)

### 参 考 文 献

- 1 许运新. 喇嘛甸油田气顶原始油气界面的划分依据与气藏特征. 天然气工业, 1991, (3)
- 2 许运新. 注水开发油田原油外流的三种形式与预防措施. 新疆石油地质, 1990, (3)

# THE DISTRIBUTION OF OIL BEARING FORMATIONS BELOW THE WATER-TOP IN THE EAST FLANK OF LAMA DIAN OILFIELD AND NORTHEAST FLANK OF SARTU OILFIELD

Xu Yunxin

*(Research Institute of Petroleum Exploration and Development,  
Daqing Bureau of Petroleum Administration)*

## Abstract

Based on the core data from 8 core holes, the water top (oil-water transitional belt) in the two oilfields is redivided. It is concluded that its thickness range reaches 36.6~68.6m more than that acquired by the data of electric loggings and oil testings. Therefore, it means the oil saturation being 30~40%, an increase in oil/gas reserves for the oilfields. The study also discusses about the cause for the larger thickness of this transitional belt, and the inadequacy and affects of the determination with the data of electric logging and potential tests.