

# 长堤油田桩 11 块馆下段开发效果评价

石晓

(胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司)

## 1.1 概况

桩 11 块位于东营市河口区五号桩油田东侧的长堤油田北部,地处黄河口滩海地带,东、北为渤海。区域构造位置属于沾化洼陷东北部,长堤潜山披覆构造北端,其西以五号桩断层为边界与桩 1 块相接,南与桩 205 块相邻,东、北分别以 660.1, 174.7 地震测线为界,是长堤油田主要含油区块之一。

桩 11 块于 1973 年开始二维地震勘探,至今已全部为三维地震覆盖。为了解长堤油田古生界及上覆地层的油气情况,1976 年 7 月首先部署了桩 11 井,该井于 1977 年 4 月完井,完钻井深 3844.5m,钻达地层为奥陶系。在钻井中沙一段、馆陶组均见良好的油气显示,奥陶系及中生界气测有异常。1979 年 10 月,桩 11 井射开沙一段 2551.8~2554.8m 油水同层 1 层 3.0m 试油,4mm 油嘴求产,日产凝析油 15.3t,天然气 12600m<sup>3</sup>,从而揭开了本块勘探开发的序幕。

1983 年 9 月对桩 12 井馆下段 2<sup>2</sup> 小层试油,获得日产 2.0t 的工业油流,从而发现了该区馆陶组油藏。1990 年 3 月桩 11 块馆下段 2<sup>2</sup> 小层投入试采。1998 年底东胜公司接管以后,针对该块边底水能量异常活跃的特点,2002 年开始利用水平井开发,主力开发层系为馆下段 2<sup>2</sup> 和 3<sup>1</sup> 小层。

1991 年 3 月由王善江等人进行了较全面的研究及储量计算,当时认为只有 Ngx2 砂层组油层,圈定的含油面积为 2.2km<sup>2</sup>,石油地质储量为 203 × 10<sup>4</sup>t。截止 2017 年 12 月,桩 11 块共完钻井 53 口,其中生产馆下段的水平井 18 口。馆下段取心井 2 口(桩 12-斜 7 井,桩 12-斜 11 井),取心总进尺 34.63m,岩心长 19.65m,平均收获率 56.74%,油浸级以上长油砂 9.72m(表 2.1-1)。

表 2.1-1 长堤油田桩 11 块馆下段取心情况统计表

井号	取心井段m	层位	进尺m	芯长m	收获率%	油砂m									
						油浸	油浸以上	孔隙度	渗透率	饱和度	碳酸盐	粒度	薄片分析		
zh12-x7	1806.76~1897.47	Ngx2-3	15.14	8.20	54.20	0.60	3.80	10	8	4	6	10	6		
zh12-x11	1818.55~1838.04	Ngx2	19.49	11.45	58.80	0.80	5.92	26	25	20	10	26	7		
合计			34.63	19.65	56.74	1.40	9.72	36	33	24	16	36	13		

目前该块馆下段开井 33 口,日产液 1411.4t,日产油 64.4t,平均单井日产液 42.8t,日产油 1.9t,综合含水 95.48%,累积产油 64.7 × 10<sup>4</sup>t,采出程度为 15.8%,采油速度为 0.6%。

针对以上情况,对生产馆下段 2<sup>2</sup> 和 3<sup>1</sup> 小层的水平井进行整体调整,改善该块的开发效果。

表 2.2-1 桩 12-斜 11 井粘土矿物-X 衍射分析

层位	井深 m	粘土矿物含量	粘土矿物组分相对含量%				
			伊/蒙间层	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙间层比
Ngx2 <sup>2</sup>	1282.26~1288.85	10.7	53.7	7.3	31.0	8.0	65.0
Ngx2 <sup>3</sup>	1292.12~1294.41	5.5	33.3	5.8	52.8	8.3	57.5
Ngx2		7.7	42.0	6.4	43.4	8.1	60.7

## 2.2.3.2 沉积特征

沉积类型为辫状河沉积。

## 2.2.3.3 储层分布特征

砂体的展布形态与沉积相关关系密切。馆下段主要以辫状河沉积为主,河流走向主要为北西-南东向,物源来自西北方向。

## 1.2 油藏地质特征

### 2.2.1 地层特征及层组划分

根据桩 11 块地层的旋回性、河道砂体发育情况及隔层的稳定情况,将目的层馆下段进一步划分为 3 个砂层组,即馆下段 1、2、3 砂层组,并进一步划分为 15 个小层。其中含油小层 11 个,即 Ngx1<sup>0</sup>、Ngx1<sup>1</sup>、Ngx1<sup>2</sup>、Ngx1<sup>3</sup>、Ngx1<sup>5</sup>、Ngx1<sup>6</sup>、Ngx2<sup>1</sup>、Ngx2<sup>2</sup>、Ngx2<sup>3</sup> 和 Ngx3<sup>3</sup> 小层,主力含油小层为 Ngx2<sup>2</sup> 和 Ngx3<sup>3</sup> 小层,平均油层埋深 1820 米。

### 2.2.2 构造特征

工区内有 3 条主要断层,其中南北走向断层两条,东西走向断层一条,桩 9 井断层南北走向,西倾,断距 25m 左右,工区内长 3km;桩 11-13 井至桩 11-9 井断层南北走向,西倾,断面倾角 50 度左右,断距 40~60m,工区内长 4km,断层位置较落实可靠。该断层对地层沉积及油气富集起主要的控制作用。

### 2.2.3 储层特征

#### 2.2.3.1 岩性特征

依据桩 12-斜 7 和桩 12-斜 11 井岩心资料统计,桩 11 块 Ngx2 砂层组岩性为岩屑长石砂岩,主要以棕褐色富含油、油浸细砂岩为主,其次为棕褐色富含油、油浸粉砂岩。矿物成分为石英 47.4%,长石 35.0%,岩屑 17.6%。岩屑以变质岩屑、岩浆岩屑为主,含有少量的云母类岩屑。石英和岩屑含量可以看出储层成分成熟度比较低,反映了储层物源较近。

储层碎屑颗粒磨圆较差,粒度中值 0.268mm,分选系数 1.63,以次棱角状为主,分选差-中等。岩石胶结疏松,胶结物以泥质为主,胶结类型为孔隙式。因此,母岩搬运距离较短,风化作用较弱,岩石结构成熟度低。据桩 12-斜 11 井全岩矿物 X-衍射分析资料统计,Ngx2<sup>2</sup> 小层粘土矿物含量较高,平均为 10.7%。粘土矿物组分以伊蒙间层为主,占粘土组分的 53.7%。Ngx2<sup>3</sup> 小层粘土矿物含量较低,平均为 5.5%。粘土矿物组分以高岭石为主,占粘土组分的 43.4%(表 2.2-1)。粘土矿物除了降低孔隙度和渗透率外,还对油层有一定的损害,即粘土微粒的运移、粘土矿物的膨胀和对酸、碱、注入速度等的敏感性形成沉淀物从而堵塞喉道。

### (1) Ngx2<sup>2</sup> 小层

Ngx2<sup>2</sup> 小层砂体厚度 1.5~23.5m,平均 11.8m;厚度中心主要分布在北部桩 11-7 井,中部 11-2 井附近。Ngx2<sup>2</sup> 砂体展布的长轴方向都呈北西-南东向,厚度上中部和北部的砂体厚度要较南部要大的多,处于河道沉积的中心部位。南部主要为河道间沉积为主。

(2) Ngx3<sup>1</sup>小层

Ngx3<sup>1</sup>小层砂体厚度 1.8~12.6m, 平均 7.5m; 厚度中心主要分布中部桩 11-2 井, 西部靠近断层高部位桩 12-X5 井附近。Ngx3<sup>1</sup>砂体展布的长轴方向都呈北西-南东向, 厚度上中部和北部的砂体厚度要较南部要大, 处于河道沉积的中心部位。

2.2.3.4 物性特征

依据桩 12-斜 7 和桩 12-斜 11 井岩心样品分析资料, Ng2 砂层组共有 25 块样品进行了孔隙度分析, 储层平均孔隙度 33.4%; 共有 27 块样品进行了渗透率分析, 平均渗透率  $2956 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 属于特高孔特高渗储层(表 2.2-2)。

表 2.2-2 桩 11 块馆下 2 砂层组取心井储层物性统计表

层位	孔隙度 %			渗透率 $\times 10^{-3} \mu m^2$		
	样品数	分布区间	平均值	样品数	分布区间	平均值
Ngx2 <sup>2</sup>	14	29.5-36.5	33.2	12	634-8080	2087
Ngx2 <sup>3</sup>	11	27.8-39.3	33.7	10	1030-8170	3999
Ngx2	25	27.8-39.3	33.4	22	634-8170	2956

2.2.3.5 敏感性分析

利用桩 12-斜 11 井 5 块样品的五敏分析实验结果, 来对本块储层敏感性进行评价。

其储层敏感性分析结果为: 水敏程度中等偏弱; 弱速敏, 无临界流速; 酸敏程度为中等偏强; 中等程度盐敏, 临界矿化度为 21279mg/l; 酸敏程度为中等偏弱。

2.2.3.6 储层润湿性

据桩 12-斜 11 井 2 块润湿性试验结果, 润湿性属中性, 平均吸水量占饱和油量为 5.4%, 平均吸油量占饱和水量为 2.9%(表 2.2-3)。

表 2.2-3 桩 11 块桩 12-斜 11 井岩石润湿性分析表

层位	样品号	井深 (m)	平均吸水量占饱和油量 (%)	平均吸油量占饱和水量 (%)	结论
Ngx2 <sup>2</sup>	9	1826.47	5.57	5.19	中性
Ngx2 <sup>3</sup>	19	1835.21	5.32	0.56	中性

2.2.4 流体性质

2.2.4.1 原油性质

依据桩 11 块 32 口井的原油分析化验资料, 桩 11 块馆下段原油地面原油密度 0.8841~0.9546g/cm<sup>3</sup>, 平均 0.9291g/cm<sup>3</sup>, 地面原油粘度 49.2~854.2mPa·s, 平均 342.8mPa·s, 凝固点-5~37.4℃, 具有密度低、粘度低、凝固点低、含硫量低的特点, 纵向上埋深越深原油性质越好(表 2.2-4)。

表 2.2-4 桩 11 块馆下段原油性质统计表

砂层组	取样井数	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	粘度 (mPa·s 50℃)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含胶量 (%)	含硫 (%)
Ngx1	3	0.9418	503.2	9.7	10.0	35.0	0.2
Ngx2	22	0.9398	415.9	17.9	11.1	33.3	1.1
Ngx3	10	0.9057	109.2	31.4	15.6	30.7	0.2
平均		0.9291	342.8	19.6	12.2	33.0	0.5

2.2.4.2 地层水性质

依据桩 11 块水分析化验资料, 桩 11 块馆下段地层水以氯化钙型为主, 馆下段总矿化度为 16551~31130mg/L, 平均为 18938mg/L, 氯离子为 10480~12726mg/L, 平均为 11464mg/L(表 2.2-5)。

表 2.2-5 桩 11 块馆下段地层水水质统计表

砂层组	取样井数	离子类型							总矿化度 (mg/L)	水型及离子组合
		K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		
Ngx1	3	6543.9	780.4	38.6	11524.4		120.1	19007.5	CaCl <sub>2</sub>	
Ngx2	20	6574.2	756.3	50.8	11504.2	90.7	143.4	18913.6	CaCl <sub>2</sub>	
Ngx3	10	6551.9	680.7	65.9	11364.4	2378.8	199.3	20038.5	CaCl <sub>2</sub>	
平均		6556.7	739.2	51.7	11464.3	823.2	154.3	19319.9	CaCl <sub>2</sub>	

2.2.5 温压系统及油藏类型

2.2.5.1 高压物性

该块无高压物性资料, 流体性质仅根据试采资料获得。

据分析化验资料, 地面原油密度为 0.8993~0.9594g/cm<sup>3</sup>, 地面

原油粘度 50.88~744mPa·s。地层水总矿化度 17026~19643mg/L, 氯离子 10473~12230 mg/L, 水型为 CaCl<sub>2</sub> 型。原始地层压力为 17.6Mpa, 体积系数为 1.17。

2.2.5.2 原始地层压力和温度

(1) 油藏温度

整个长堤油田各含油层系具有统一的温度系统。据试油过程中所取得的测点深度与测点温度资料统计回归结果是:

$$t=7+0.04D$$

t—地层温度, °C

D—井深, m

依据 11 口井温度测试资料, 桩 11 块馆下段油藏温度一般为 71~80℃, 平均 76.8℃, 地温梯度 3.4~4℃/100m, 略高于常温系统。

(2) 油层压力

根据 11 口井资料统计(表 2.2-6), 该块原始地层压力为 16.87~18.66MPa, 平均为 17.6MPa, 压力系数为 0.96~1.01, 平均为 0.97, 属于正常压力系统。

桩 11 块整体属于常温常压边底水普通稠油油藏。

表 2.2-6 桩 11 块馆下段原始地层压力数据表

序号	井号	层位	实射井段 (米)	油层中深 m	静压 Mpa	压力系数
1	桩 11	Ng 下 2-2	1770.4-1780.4	1775	17.36	0.98
2	11-4	Ng 下 2-1, 2	1841.4-1849.4	1770	17.9	1.01
3	11-5	Ng 下 2-2	1819.6-1827	1770	17.4	0.98
4	11-8	Ng 下 2-2	1771-1772	1771	17.3	0.98
5	11-9	Ng 下 3-1	1835.1-1836.1	1835	17.15	0.93
6	11-10	Ng 下 3 下	1904.6-1905.6	1905	18.55	0.97
7	11-11	Ng 下 3-3	1890-1891	1890.5	18.19	0.96
8	11-12	Ng 下 2-2	1769.1-1770.1	1770	17.06	0.96
9	11-13	Ng 下 2-2	1772.6-1773.6	1773	17.18	0.97
10	桩 12	Ng 下 2-2 3-1	1775-1778 1831.8-1834.8	1805	17.32	0.96
11	12-X3	Ng 下 3 下	2192.0-2193	1906	18.66	0.98
平均				1815.5	17.6	0.97

1.3 开发历程及现状

2.3.1 开发历程

桩 11 块馆下段 1993 年初利用天然能量投入开发, 按照投产井别划分为两个阶段(图 2.3-1):

(1) 1993.1-2002.11: 利用直、斜井开发, 区块的含水由初期的 4.9%很快上升到高含水、特高含水期, 为了稳定产量, 采取了提液措施, 平均单井日液能力由初期的 34.6t/d 提到 146t/d、170t/d, 平均单井日油能力由初期 15.5t/d 上升到 50.3t/d, 但是产量递减很快, 表现出明显的活跃底水油藏生产特征, 1996 年 6 月以后由于新井投产、控制液量等措施, 平均单井液量维持在 60~80t/d, 产量基本维持在 5~6t/d。阶段末平均单井日液能力为 87.6t/d, 日油能力为 3.96t/d, 含水 95.48%, 阶段累油 18.5×10<sup>4</sup>t;

(2) 2002.12-目前: 利用水平井开发, 平均单井日液能力基本上在 70~80t/d, 平均单井日油能力由 3.96t/d 上升到 6.98t/d, 含水由 95.48%下降到 91.38%, 阶段末平均单井日产量 42.8t/d, 单井日产量 1.9t/d, 含水 95.48%, 阶段累油 46.2×10<sup>4</sup>t。

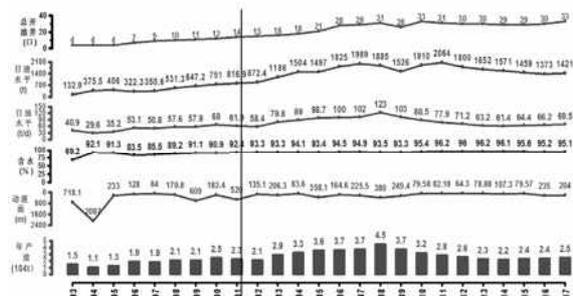


图 2.3-1 桩 11 块馆下段综合开发曲线

2.3.2 开发现状

截止到 2017 年 12 月共投产油井 35 口, 开井 33 口, 直井开井 15 口, 水平井开井 18 口。累计产油  $64.7 \times 10^4 \text{t}$ , 区块采油速度 0.6%, 采出程度 15.8%。目前直井平均单井日液能力 55.4t/d, 日油能力 1.5t/d, 含水 97.4%, 累积产油  $43.1 \times 10^4 \text{t}$ , 累积产水  $681.7 \times 10^4 \text{t}$ , 平均单井累产油  $2.8 \times 10^4 \text{t}$ ; 目前水平井主要分布在 Ngx2<sup>2</sup> 小层和 Ngx3<sup>1</sup> 小层, 其中 Ngx2<sup>2</sup> 小层水平井 15 口, 开井 15 口, Ngx3<sup>1</sup> 小层水平井 3 口, 水平井平均单井日液能力 34.6t/d, 日油能力 2.5t/d, 含水 92.9%, 累积产油  $21.6 \times 10^4 \text{t}$ , 累积产水  $279.0 \times 10^4 \text{t}$ , 平均单井累产油  $1.2 \times 10^4 \text{t}$ 。

2.3.3 开采特征

2.3.3.1 试油情况分析

馆陶组试油 4 口井 (桩 11、12、15、9), 桩 11、12 井获工业油流, 抽吸求产, 日产油 2.12.6t (表 2.3-1), 均不能自喷, 取得了目的层的产能资料和流体性质。

表 2.3-1 桩 11 块试油成果表

序号	井号	层位	实射井段 (米)	厚度 (米)	投产初期产量			累计产量				原油分析			
					日期	日产量	含水 (%)	油	气	水	含水 (%)	密度 g/cm <sup>3</sup>	粘度 mPa.s	含硫 %	凝固点 °C
1	桩11	Ng	1774-1780.4	6.4/1	90.8	12.6	1	191	187	7	0.9473	531	0.18	8	
2	桩12	Ng	1831.8-1834.8	3.0/1	83.9.26	2	0	37.4		0	0.9044	55.7	0.2	35	
3	桩15	Ng	1468.4-1477.2	8.8/1	83.3.8	油花	22.7	0	99.6	100	0.9661	1076	2.2	9	
4	桩9	Ng	1460.4-1463.4	3.0/1	81.1.17			78.7	9.9	156.9	100	0.9552	628	0.68	-5

2.3.3.2 试采情况分析

(1) 直斜井生产特征

①初期产能中等, 递减快, 开发后期递减减慢

长堤油田桩 11 块馆下段投产直井初期油井产量中等, 10t/d 左右, 但是递减快, 月递减率 11.42%, 表现出明显的边底水活跃稠油油藏的生产特征, 后期由于采取提液稳产、改层措施, 产量递减很小 (图 2.3-2)。

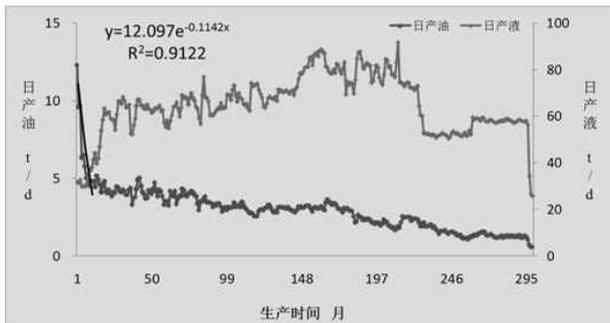


图 2.3-2 桩 11 块馆下段直井产量递减曲线

②初期含水中等, 含水上升快, 特高含水期是其采油期

长堤油田桩 11 块馆下段投产直斜井初期含水 60-70%, 无无水采油期, 含水上升快, 5 个月左右含水就上升到 80%, 特高含水期的累积产量占总产量的 97.5%, 生产时间占总生产时间的 96%, 特高含水期是其采油期 (图 2.3-3、表 2.3-2)。

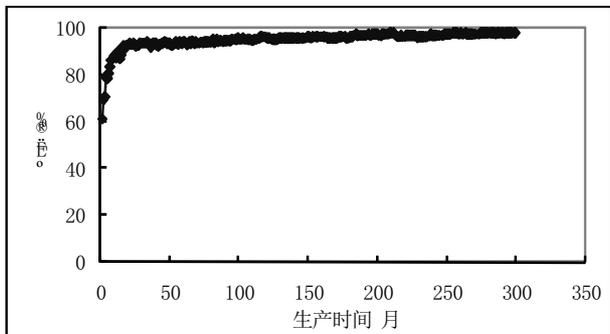


图 2.3-3 桩 11 块馆下段直斜井含水变化曲线

表 2.3-2 桩 11 块馆下段不同含水阶段直斜井生产数据统计表

含水 %	20-60	60-90	90 以上
累积产油 10 <sup>4</sup> t	0	1.06	42.04
比重 %	0	2.5	97.5
生产时间 月	0	12	287
比重 %	0	4.0	96.0

(2) 水平井生产特征

①初期产能相对较高, 递减快, 后期产量递减减缓

长堤油田桩 11 块馆下段投产水平井生产初期产能高, 初期平均日产油 12t/d, 但是递减快, 月递减率为 5.93%, 表现出明显的活跃边底水稠油油藏的生产特征, 但是较直井生产的递减率要低。后期由于提液稳产, 产量递减小 (图 2.3-4)。

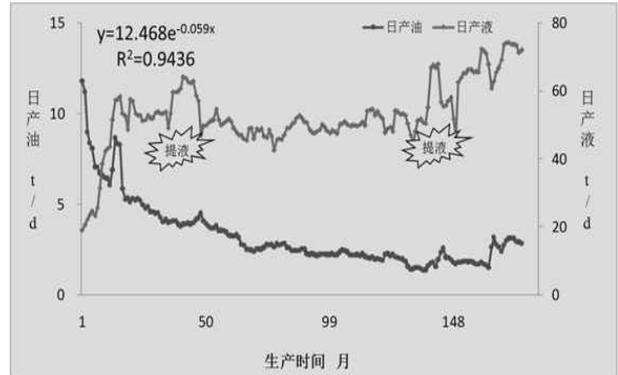


图 2.3-4 桩 11 块馆下段水平井产量递减曲线

②初期含水中等, 含水上升相对较慢, 特高含水期是其采油期

长堤油田桩 11 块馆下段投产水平井初期含水 40-50%, 无无水采油期, 含水上升较直井慢, 7 个月左右含水上升到 80%, 特高含水期的累积产量占总产量的 85.6%, 生产时间占总生产时间的 89.3%, 特高含水期是其采油期 (图 2.3-5、表 2.3-3)。

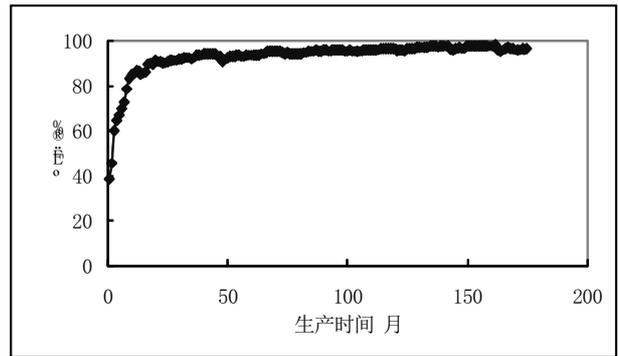


图 2.3-5 桩 11 块馆下段水平井含水变化曲线

表 2.3-3 桩 11 块馆下段不同含水阶段水平井生产数据统计表

含水 %	20-60	60-90	90
累积产油 10 <sup>4</sup> t	0.726	2.38	18.49
比重 %	3.4	11.0	85.6
生产时间 月	3	16	159
比重 %	1.7	9.0	89.3

1.4 开发效果评价

2.4.1 地层能量评价

桩 11 块原始地层压力 17.04MPa, 从直斜井压力统计数据桩 11 块总压降只有 0.39MPa, 反映出了边底水活跃, 地层能量充足的特征。同时, 油井动液面均在井口附近, 地层能量保持的比较好, 供液能力充足 (表 2.4-1)。

表 2.4-1 桩 11 块馆下段不同含水阶段水平井生产数据统计表

井号	投产日期	井段m	油层中深m	投产静压 Mpa	压力系数	目前静压 Mpa	总压降 Mpa
桩11	90.10.1	1770.40-1772.40	1775.4	17.36	0.98	15.07	2.29
桩11-2	90.2.16	1909.60-1910.6	2825.3	16.34	0.95	17.08	-0.74
桩11-4	96.5.11	1841.40-1843.20	1842.3	17.9	0.96	16.77	1.13
桩11-5	93.4.2	1819.60-1822.00	1820.8	17.34	0.98	17.53	-0.19
桩11-8	96.8.31	1765.10-1766.10	1773.5	17.3	0.91	16.96	0.34
桩12-X1	00.7.1	1871.90-1873.00	1872.5	18.22	0.97	17.03	1.19
桩12-X10侧	06.2.18	1824-1825	1824.5	15.66	0.98	16.88	-1.22
桩11-9	96.6.28	1796.5-1797.7	1834.1	18.13	0.99	17.51	0.62
桩12	90.3.28	1831.80-1834.80	1833.3	17.04	0.98	17.82	-0.78
桩12-X11	06.4.27	1881.9-1882.5	1882.2	17.81	0.97	17.38	0.43
桩12-X2	00.6.26	1972.90-1977.00	1975.0	17.85		17.61	0.24
桩12-X4	01.4.24	1987.00-1988.00	1987.5	17.91	1.07	17.66	0.25
桩12-X5	01.6.10	1962.40-1964.00	1994.1	18	0.99	17.88	0.12
桩12-X9	06.2.10	1840.8-1841.4	1890.1	17.93	1.1	16.75	1.18
合计			1937.9	17.485	0.97	17.14	0.35

2.4.2 储量动用状况评价

Ngx2<sup>2</sup>层和 Ngx3<sup>1</sup>层为 I 类小层，总体采出程度为 15.8%，剩余地质储量较为富集（表 2.4-2）。

表 2.4-2 长堤油田桩 11 块各层采出程度统计表

序号	层位	地质储量 10 <sup>4</sup> t	累油量 10 <sup>4</sup> t	采出程度 %	剩余地质储量 10 <sup>4</sup> t	分类
1	Ngx2 <sup>2</sup>	328.3	37.5	11.4	290.8	I 类
2	Ngx3 <sup>1</sup>	81.5	27.2	33.4	54.3	I 类
合计		409.8	64.7	15.8	345.1	

表 2.4-3 水平井与周围直井初期产量与含水对比表

井号	投产日期	初期			水平井初产/附近同期直井初产	附近直井同期含水-水平井含水%
		日油 t/d	日液 t/d	含水%		
桩 12-平 4	2004.6	20.6	26.2	21.4	20.6	75.7
桩 11-4	1996.5	1	34.7	97.1		
桩 12-平 6	2005.8	5.03	24.2	79.2	2.6	17.7
桩 11	1993.2	1.9	61.9	96.9		
桩 12-平 2	2003.6	20.8	31	32.9	4.4	64.2
桩 11-5	1993.4	4.7	163.6	97.1		
桩 12-平 5	2004.9	12.4	14.6	15.1	2.6	81.2
桩 12-x1	2001.2	4.7	126.8	96.3		
桩 12-平 3	2003.5	12.7	46.5	72.7	7.9	16.9

表 2.4-4 长堤油田桩 11 块水平井与直斜井含水率对比表

项目	不同含水阶段的含水上率		
	0-40%	40-80%	80-90%
水平井	31.6	36.8	5.6
直井	54.7	44.3	15.1

(3) 水平井提液取得了较好的效果

统计了 7 口提液生产的水平井的提液前后生产效果(表 2.4-5)，

提液后比提液前单井产量提高了 1.7t/d，其中桩 12-平 1、平 2、平 10、平 14 提液效果较好。

表 2.4-5 水平井提液效果统计表

井号	提液前				提液后				差值		
	投产时间	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %	提液时间	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %
桩 12-平 1	2002.12	55.1	5	90.9	2005.10.1	112	6.6	94.1	56.9	1.6	3.2
桩 12-平 2	2003.6	47.5	3.8	92	2004.6	144.5	7.7	94.7	97	3.9	2.7
桩 12-平 3	2003.5	86.2	4.1	95.2	2004.1	172.6	5.1	97.0	86.4	1	1.8
桩 12-平 4	2004.6	25.5	9.2	63.8	2005.10.1	40.1	7.7	80.8	14.6	-1.5	17
桩 12-平 5	2004.11	23.4	5.1	78.2	2005.10.1	41.6	4.9	88.2	18.2	-0.2	10
桩 12-平 10	2008.8	15.9	7.2	54.8	2013.8	26.0	11.9	54.3	10.1	4.7	-0.5
桩 12-平 14	2009.8	13	5.5	58.8	2010.8	43.3	8.2	81.1	30.3	2.7	22.3
合计		38.1	5.7	85		82.8	7.4	91.1	44.7	1.7	6.1

2.4.4 采收率评价

采用经验公司计算采收率：

$$R_1 = 0.11403 + 0.2719 \log K + 0.25569 Swc - 0.1355 \log \mu_o - 1.538 \Phi - 0.00115H$$

$$R_2 = [0.4782 + 0.16625 \log (KH/\mu_o)] \times e^{-0.0171 (KH/\mu_o) - 0.0253 \times S}$$

式中:

$R_1$ 、 $R_2$ —采收率, 小数;

$K$ —油层平均绝对渗透率,  $10^{-3} \mu m^2 (R_1)$ 、 $\mu m^2 (R_2)$ ;

$\mu_o$ —地层原油粘度,  $mpa \cdot s$ ;

$\Phi$ —油层平均孔隙度, 小数;

$Swc$ —油层束缚水饱和度, 小数;

$H$ —油层平均有效厚度  $R_1$ ;

油层平均砂层厚度  $R_2$ ;

$S$ —生产井井网密度,  $ha/well$

参数取值如下:

$K$ —油层平均绝对渗透率  $1600 \times 10^{-3} \mu m^2 (R_1)$ 、 $1.6 \mu m^2 (R_2)$ ;

$\mu_o$ —地层原油粘度  $20mpa \cdot s$ ;

$\Phi$ —油层平均孔隙度 0.32;

$Swc$ —油层束缚水饱和度 0.306 小数;

$H$ —油层平均有效厚度 15m ( $R_1$ );

油层平均砂层厚度 40 ( $R_2$ );

$S$ —生产井井网密度 15ha/well。

计算结果:

$$R_1 = 37.7\% \quad R_2 = 36.4\% \quad \text{平均 } 37\%$$

由于桩 11 块基本上无纯油区, 大部分地区为“水上漂”, 在 300m 经济极限井网间距下其采收率要大折扣, 按 60% 计算, 其采收率取值为 22.2%。

目前井网条件下采收率为 16%, 有进一步完善的空间。

### 1.5 油藏工程设计

#### 2.5.1 水平井开发界限研究

##### 2.5.1.1 平面位置优化

为使水平井具有一定的控制储量和产能效果, 同时考虑地面的复杂情况, 平面优化主要考虑三个方面:

(1) 水平井区应该具有一定的有效厚度, 以控制更多的石油地

表 2.5-1 射孔方式优化结果统计表

射孔方式		生产时间 a	累积产油 t	累积产水 t	含水 %
一次射孔		12.84	16227.3	843823	99
分段射孔	射开尾部 70m	6.75	8196.55	453833	99
	封堵尾部射开前端 70m	5.35	6742.75	357418	99
	合计	12.1	14939.3	811251	99

##### 2.5.1.4 井距确定

随着井网的加密, 油田最终采收率和可采储量增加, 在井网加密到一定程度后, 再加密井网, 因可采储量的增加而产生的新增产值将小于增加的投资额。因此, 合理井网密度就是加密井网增加后的新增产值与投资相等时的井网密度。利用交汇法及数值模拟结果井距取 300m 左右 (图 2.5-2)。

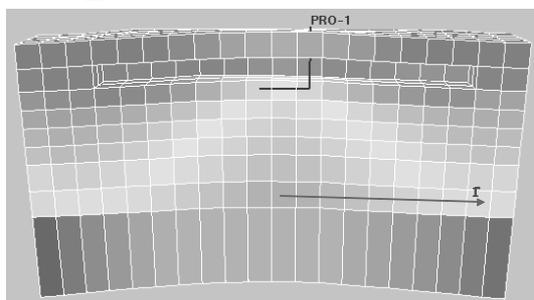


图 2.5-2 桩 11 块井距拟合结果图

质储量;

(2) 水平段尽可能的平行于构造线;

(3) 井口尽量选择老井场, 减少钻前工程投资。

##### 2.5.1.2 垂向位置优化

水平井在油层中的最佳位置就是油层在纵向上动用程度、采收率最高位置。根据数值模拟预测, 水平井应位于油层顶部。

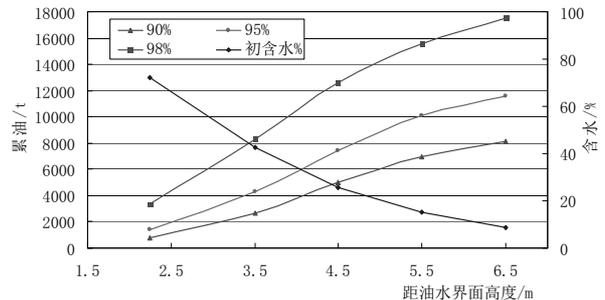


图 2.5-1 水平井位置与累产量关系图

水平井距离油水界面的高度 ( $how$ ) 越大, 其投产初期的含水越低, 在不同含水阶段的累积油量也越多; 当  $how > 6.0m$  以后, 其开发指标明显提高。在含水率相同的条件下, 越靠近顶部生产时间越长, 产油量越高, 生产效果越好, 因此水平井应尽可能的靠近油层的顶部, 延缓底水脊进 (图 2.5-1)。

##### 2.5.1.3 射孔方式

利用数值模拟计算了一次射孔和分段射孔 (先射开尾部 70m, 含水达到 99% 之后再封堵尾部射开前端 70m) 两种不同射孔方式的生产效果。根据数值模拟计算结果 (表 2.5-1), 分段射孔效果不佳, 封堵后重新射孔的含水没有明显改善, 在相同含水的情况下, 分段射孔的累积产油比一次射孔累积产油量低。数值模拟优化结果与实际投产中分段射孔的两口水平井 (桩 12-平 3、平 8) 的生产效果一致, 因此建议采用一次射孔方式进行射孔。

### 2.5.2 油藏工程设计

#### 2.5.2.1 开发原则

- ① 桩 11 块边底水活跃, 地层能量充足, 采用天然能量开采;
- ② 有隔层油藏水平井布井厚度 2.5m, 无隔层油藏水平井布井厚度 5m;
- ③ 水平井位于油层顶部;
- ④ 水平井平行于构造线;
- ⑤ 距离周围老井至少 50m。

#### 2.5.2.2 方案部署

桩 11 块馆陶组共部署油井 38 口, 其中利用老井 33 口 (直斜井 15 口, 水平井 18 口), 新钻水平井 5 口, 在  $Ngx2'$  层部署了水平井 1 口,  $Ngx3'$  层部署了水平井 4 口 (图 2.5-1、2.5-2)。

长堤油田桩11区块Ng<sub>2</sub><sup>2</sup>小层有效厚度图

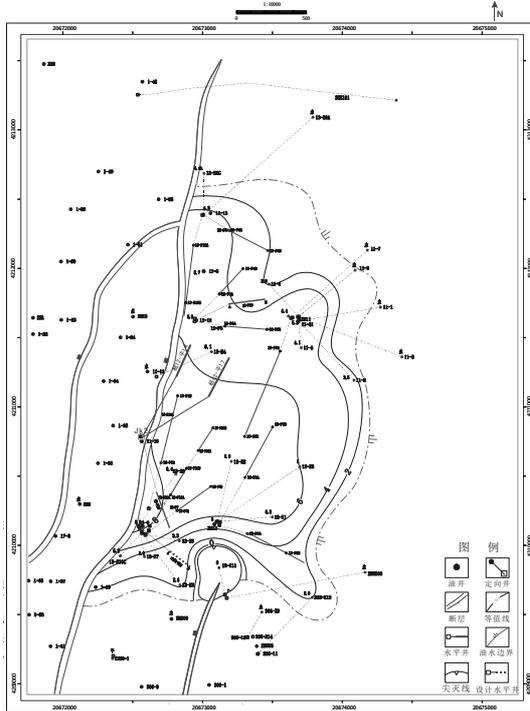


图 2.5-3 桩 11 块 Ng<sub>2</sub><sup>2</sup> 小层井位部署图

长堤油田桩11区块Ng<sub>2</sub><sup>3</sup>小层有效厚度图

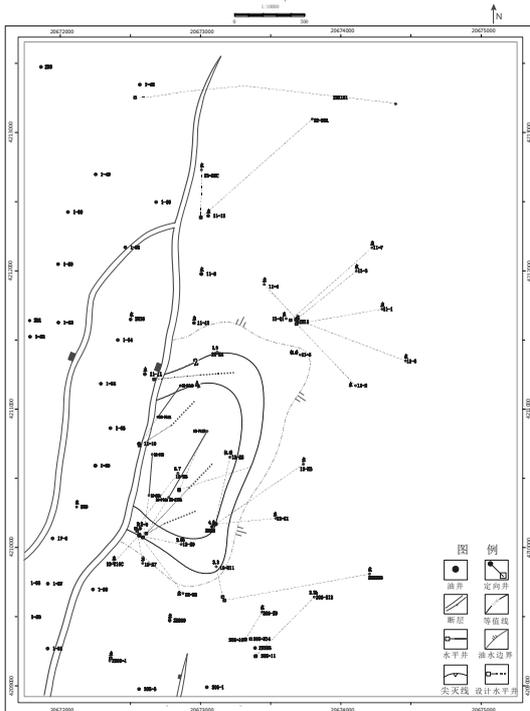


图 2.5-4 桩 11 块 Ng<sub>2</sub><sup>3</sup> 小层井位部署图

2.5.2.3 指标预测

(1) 单井产能:

不同井区的水平井, 可根据水平井位置油藏参数, 采用 Renard 公式:

$$J_h = \frac{0.543K_n L / (\mu_o B_o)}{\ln[4hk_n / (\pi r_w)] + \ln\{[g / (\pi z_w)] / (2h)\}}$$

J<sub>h</sub>---水平井的采油指数, m<sup>3</sup> / (d · Mpa);

K<sub>n</sub>---储层的有效渗透率, 935 × 10<sup>-3</sup> μ m<sup>2</sup>;

μ<sub>o</sub>---低下原油粘度, 20mpa · s;

B<sub>o</sub>---原油的地面体积系数, 1.08;

L---水平段长度, 200m;

r<sub>w</sub>---水平井半径, 200m;

z<sub>w</sub>---水平井距油水界面距离, m;

h---油层厚度, 3m

计算水平井的采液指数, 根据液量保持水平和生产压差优化结果, 确定各水平井的单井液量。根据参数计算得新井的初期采液指数分别为 165m<sup>3</sup>/d · Mpa。取水平井初期生产压差 0.2Mpa 左右, 污染系数取 0.3, 初期日液取值 10t/d 左右。

根据桩 11 块馆下段近期投产水平井生产情况, Ngx<sub>3</sub><sup>1</sup>小层第一年日油水平 7.2t/d, Ngx<sub>2</sub><sup>2</sup>小层第一年日油水平 5.0t/d。5 口新水平井投产第一年平均日产能取值 5.5t/d (表 2.5-2), 老井初产按照目前日产能 1.9t/d, 定液量 44.5t/d 生产。

表 2.5-2 桩 11 块馆下段近期投产水平井生产情况

井号	投产时间	投产层位	初期生产情况			累计产油 10 <sup>4</sup> t	第一年生产情况		
			日液 t	日油 t	含水%		日液 t	日油 t	含水%
桩12-平11	200808	Ngx <sub>3</sub> <sup>1</sup>	13.7	11.4	16.8	1.16	10.7	8	25.2
桩12-平14	200808	Ngx <sub>3</sub> <sup>1</sup>	10.6	9.4	13.7	1.24	11.3	6.5	42.5
平均							11	7.2	34.5
桩12-平16	201607	Ngx <sub>2</sub> <sup>2</sup>	15.4	6.3	59.4	0.15	81.9	3.5	
桩12-平17	201607	Ngx <sub>2</sub> <sup>2</sup>	9.7	8.7	10	0.24	11.2	5.4	
桩12-平19	201607	Ngx <sub>2</sub> <sup>2</sup>	10.3	5.5	46.6	0.08	10.5	3.7	
桩12-平20	201607	Ngx <sub>2</sub> <sup>2</sup>	10.2	8.3	18.6	0.20	10.3	7.4	
平均							28.5	5	82.5

(2) 年递减率: 根据近几年水平井拉齐曲线, 水平井投产第一

年的递减率为 28%, 之后取值 5 ~ 15%, 老井递减率取值 7%。

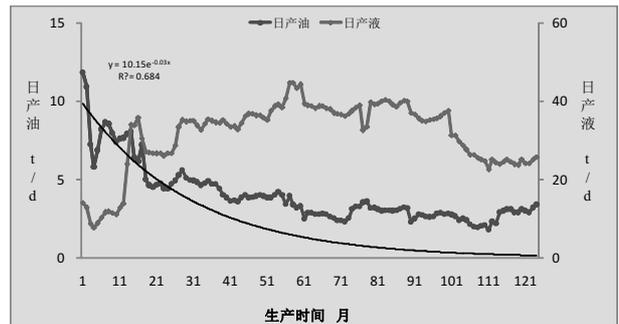


图 2.5-5 桩 11 块近几年投产水平井拉齐曲线

(3) 含水上升率: 预测期内新井平均含水上升率为 3%。

(4) 配产时率: 300 天/年。

对桩 11 块调整井网进行了 15 年指标预测, 区块前 3 年新井平均单井产量 4.3t/d, 平均增产产能 0.64 × 10<sup>4</sup>t, 开发 15 年累计增油 5.1 × 10<sup>4</sup>t, 提高采收率 1.24%。

表 2.5-4 桩 11 块新井产量预测表 (调整后)

时间 (年)	油井数 (口)	开井数 (口)		单井日液 (t)		含水 (%)	年产量 (万吨)	年产量 (万吨)	累计产油 (万吨)	井区采收率 (%)	井区采收率 (%)	年生产天数 (天)			
		合计	老油井	新油井	老井								新井		
1	40	38	33	5	44.5	9.2	1.9	5.5	94.0	45.34	2.71	67.41	0.66	16.4	300
2	40	38	33	5	44.5	9.4	1.8	4.0	94.8	45.47	2.34	69.75	0.57	17.0	300
3	40	38	33	5	44.5	11.3	1.6	3.4	95.3	45.75	2.13	71.88	0.52	17.5	300
4	40	38	33	5	44.5	13.9	1.5	2.9	95.8	46.13	1.94	73.82	0.47	18.0	300
5	40	38	33	5	44.5	16.1	1.4	2.4	96.2	46.47	1.77	75.60	0.43	18.4	300
6	40	38	33	5	44.5	21.6	1.3	2.2	96.5	47.29	1.64	77.23	0.40	18.8	300
7	40	38	33	5	44.5	26.4	1.2	2.0	96.8	48.01	1.51	78.74	0.37	19.2	300
8	40	38	33	5	44.5	36.3	1.1	1.8	97.2	49.49	1.40	80.15	0.34	19.6	300
9	40	38	33	5	44.5	47.9	1.1	1.7	97.5	51.24	1.30	81.45	0.32	19.9	300
10	40	38	33	5	44.5	56.6	1.0	1.6	97.7	52.54	1.21	82.66	0.30	20.2	300
11	40	38	33	5	44.5	60.5	0.9	1.5	97.9	53.13	1.13	83.80	0.28	20.4	300
12	40	38	33	5	44.5	66.1	0.9	1.4	98.0	53.97	1.06	84.85	0.26	20.7	300
13	40	38	33	5	44.5	73.3	0.8	1.3	98.2	55.05	0.99	85.84	0.24	20.9	300
14	40	38	33	5	44.5	82.7	0.7	1.3	98.4	56.46	0.92	86.76	0.22	21.2	300
15	40	38	33	5	44.5	92.3	0.7	1.2	98.5	57.90	0.86	87.62	0.21	21.4	300