

# 采油工艺技术



---

新疆石油管理局油田工艺研究所



---

采油工艺技术

(年刊)

(总第三期)

编辑出版：油田工艺研究所情报室

地 址：新疆克拉玛依市

印 刷：沈阳市第十三印刷厂

---

印数—2000

1983.8

1.28

## 编辑出版说明

《采油工艺技术》是新疆石油管理局油田工艺研究所主编的年度内部刊物。它主要介绍我所在采油工艺方面的科研成果，供油田内部广大科技人员和国内同行业技术人员参考。

本刊报道的专业内容主要包括：热力采油工艺、分层管柱工艺、机械采油工艺、压裂酸化工艺、油田化学工艺、开发工艺、综合动态研究等。我们期望通过此刊物能同国内各油田的同行们进行广泛交流，促进采油工艺技术的发展。

由于编者水平有限，编辑出版工作中的差错之处，欢迎批评指正。

# 克拉玛依油田六东<sub>2</sub>区注蒸汽 热力采油中间性矿场试验调整方案

杨良贤 张连秋

## 前 言

注蒸汽热力采油是开采稠油的有效方法之一。克拉玛依油田六东<sub>2</sub>区注蒸汽矿场试验是继黑油山小井组试验取得良好的结果的基础上进行的。其目的是提高稠油田的最终采收率，以便在技术上、经济上过关，推广用于油田，并为全国稠油田的开发提供依据。

经过三年的现场实践，虽然取得一定成绩，但暴露了不少问题，有必要进行方案调整。其必要性有以下三点：

1. 根据石油部79年8月在玉门召开的科研项目协调会议安排，要求新疆先行一步，加快试验，尽快拿出浅井试验结果，为深井试验提供经验。

2. 试验区的实际情况急需调整，由于试验是在稀井网的基础上进行的，实践证明井距太大（400—600米），蒸汽热能不能充分利用，热效低，油井见效晚，试验周期长，如不尽快补打加密井，则前功尽弃，等于注水开发，失去注蒸汽试验的意义。

3. 目前注汽井的完井工艺不过关，注汽两年多就有两口井发生套管断裂变形，影响继续注汽，因此注汽井需要按新的完井结构重新打井。

我们根据油田的实际情况及供汽能力，参照国外蒸汽热力采油效果参数，提出了不同的井网方案；并对先导试验区的井组进行了指标测算和对比，然后选择和编制了本方案。

我们将本方案于79年10月16日向有关处室领导作了汇报，并在79年年底由杨良贤地质师和王克仁工程师到北京向石油部开发司及勘探开发研究院进行了汇报。在听取了部开发司领导和研究院刘文章付总工程师的指示后，又进行了部分修改，最后完成了本方案。

# 克拉瑪依油田六东<sub>2</sub>区注蒸汽 热力采油中间性矿场试验调整方案

## (一) 试验区地质概况:

### 一、构造情况: (见图1、图2)

六东<sub>2</sub>区位于六东区独立断块的西部, 东面与六东<sub>1</sub>区相接, 南、北、西三面为断层所包围。北面为白碱滩北断层, 南面为白碱滩中断层, 为六东中区的分界线, 西边为检165井小断层, 断距5米左右, 是白碱滩中断层向北分枝延伸的部分, 是为六西区的分界线。白碱滩北断层为一基底断裂, 起油气遮挡作用。

此外, 在本区中间有一条东西向的断层(断距10—15米)向东延伸至6817井附近, 由于资料所限, 有待进一步查明。

本区的构造形态总的说来是西南—东北向的单斜层, 东北高, 西南低, 倾角 $4^{\circ}$ 左右, 构造较平缓。但在中部存在一条低凹带, 东高西低, 与6206井断层走向一致。

### 二、油层: (见图3、图4)

该区油层属于三迭纪克拉瑪依系的两套含油层系, 迭合最大含油面积3.7平方公里(原反九点井网连线控制面积2.3平方公里), 层深平均450米左右。

克上组分为4个砂层组, 9个小砂层。岩性以砾状粗砂岩, 细砾岩为主, 泥质胶结, 中等至疏松。 $S_4$ 层和 $S_5$ 层为主要油层。克上组油层的分布较广, 在6206井断层以南中部地区较好, 以6239和6240井一带为最厚, 可达12米。向西和东北方向变薄, 减至2~3米。西北部的6204~6206井一带缺失, 北部6212~检167井一带油层较差, 属于二类油层。整个克上组平均油层厚度为7米左右, 孔隙度19.5%, 渗透率400~600千分达西, 平均505千分达西, 含油饱和度65%。

克下组分为两个砂层组, 5个砂层, 11个单层,  $S_7^2$ 、 $S_7^3$ 为主要油层。岩性以不等粒砾岩为主, 泥质胶结, 中等至疏松。油层分布广泛, 除北部检166井缺失及6212~检167井一带为二类油层外, 其余地区油层较好, 最好的为6206井断层以南中部地带, 厚度达12~14米; 最薄的为6213井和6214井一带, 厚仅2~3.8米。平均厚度11米左右, 孔隙度18.5%, 渗透率400~500千分达西, 含油饱和度65%。

克上组原始地层压力45.5大气压, 克下组58.7大气压, 饱和压力低于原始地层压力, 属于溶解气驱油田。克上与克下之间有厚10米左右的泥岩隔层。在东北部6216~6242井一带隔层厚4米, 往西增至10~15米。(见图5)

按全区迭合含油面积计算, 克上组一类油层地质储量167.5万吨, 克下组为262万吨, 共计429.5万吨。目前试验范围内地质储量为154.2万吨(详见附件一)

### 三、油气性质：（见图6和曲线一）

本区属于重质稠油区块，脱气原油比重为0.9~0.93，粘度一般为1000~1500厘泊（地下原油粘度200厘泊），在北部6213~6215井连接以北，粘度在2000厘泊以上。原油粘温反应较好，当温度由20℃升到50℃时，原油粘度由1750厘泊降到200厘泊。原始溶气量约20方/方，天然气成分以甲烷为主，比重0.74。克上原始油层温度为17℃，克下原始油层温度为20℃。

## （二）投产三年来的概况

### 一、注采动态：（截止到79年9月底）

全区按反九点井网共有四个井组，于76年4月投产，检158井组注水，其余井组注蒸汽。三年累积注汽16.1万吨，检158井累积注水8.75万吨。

全区油井共计29口，其中非井网井8口（包括非油层地区的检166井）。正常生产井22口，停产井8口（原注汽井6239暂算入生产井中）。到目前为止，累积采油量6.85万吨，采出程度1.6%，累积注采比2.9，除个别井外，油井一般不含水。

### 二、开采情况：

六东2区注汽三年初步见到了成效，表现在全区产油量的稳定上升和几口油井产量的增加。

#### 1. 注汽后历年生产水平有所提高（见下表和曲线二）

时 间	阶 段 产 量	平 均 开 井 数	平 均 月 产 油 量	日 产 水 平	单 井 日 产	备 注
76.4—76.12	10984 吨	16.45	1220	40	2.4	
1977	14795 "	17.15	1230	40.5	2.36	
1978	20370 "	21.10	1695	55.7	2.64	6216、6239井排液产量除外
1979.1—9	14245 "	21.30	1582	52	2.43	

从上表和注采曲线说明，六东2区注蒸汽尽管注汽强度很低，却已见到初步效果。投产初期全区产油量递减很快，由52吨/日，经过四个月降至25吨/日。注汽半年后，产油量逐渐回升到初期的水平。可以坚信，只要保证注汽强度合理，六东2区用蒸汽开采稠油是能够取得良好效果的。

#### 2. 六东2区注蒸汽试验比六东1区注水开发效果好

主要表现：油井产量稳定递减率低，水串不严重，油井见水时间长，综合含水比低，除18—11井含水大于50%外，其余4口含水比为20—21%，80%的油井不含水。

详细情况见下表

六东2区注蒸汽试验与六东1区注水开发效果比较

分 项 目	六 东 2	六 东 1
最大含油面积 平方公里	3.7	5.76
一类油层储量 万吨	429.5	473.1
脱气原油比重	0.9063 (平均)	0.8947 (平均)
地面原油粘度(20℃)厘泊	1660 (平均)	1086
井 组 数	4 (不正规反九点)	5 (不正规反九点)
总井数/注汽井数	33/8	29/5
初期日产水平 吨	52/21口井	64/18口井
目前日产水平 吨	42.1/22口井	31/19口井
累积产油量 吨	69822	68859
采出程度 %	1.63	1.45
累积注入量 吨	257784	386510
累积注采比	2.934	3.86 (粗算)
最早见水时间	1977.6 (18—11井)	1977.2 (6224井)
目前含水井数	5	9
含水高于50%的井数	1	4
目前综合含水率 %	2.3	27.6
累积综合含水率 %	4.31	15.86
主要产水井类	注入井排液	非井网及井网井出水
高含水距注入井距离	30~175	180~490



### 3. 几口油井的注汽反映:

18—9井, 距6239注汽井200米, 属于非井网井。75年射开克上层, 5毫米油咀日产一吨, 同年11月因不出油而关井。76年3月补射克下层, 平均日产0.9吨, 以后关井作观察井。在关井期间, 井口压力稳定在10~13个大气压。注汽井6239投注(76年10月)后两个月, 该井井口压力上升速度增快, 至77年2月升到24个大气压, 3月份开井, 7毫米油咀日产9吨, 开井4天后进行压裂, 然后一直用5毫米油咀生产, 日产10吨左右, 稳定一年, 然后产量逐渐下降(因由井口单罐出油改在计量站混合出油, 回压增大, 及6239井组的停注所影响)到目前的4.3吨, 截止目前, 共产油6453吨, 成为本区累积产油最多的井。78年3月该井含水后, 一直稳定在2%左右。(见曲线三)

18—11井, 距注汽井175米, 非井网井, 射开克上和克下层, 未投产。在与18—9关井的同期, 该井井口压力稳定在12个大气压。注汽两个月后, 井口压力上升速度加快, 至77年2月, 升到45个大气压, 油层压力为83.4大气压, 超过原始地层压力24.7大气压。77年3月开井不出油, 五天以后压裂(破裂压力300大气压), 仍不出油随即关井。6月份试开, 含水85%以上, 即水淹, 后经修井证实, 在克上层S<sub>1</sub>处, 套管破裂。

6239井, 七六年四月投产, 初期日产12—4.8吨, 投注前共采油1235吨。该井是克下层注汽井, 七六年十月投注到七八年十月, 累积注汽44740吨。该井于七八年九月在注汽过程中, 发现井口压力突然下降, 油压85降为35大气压, 套压81降为25大气压, 于十月停注。十二月改为排液待修, 初期8毫米油咀日产液65吨, 产油55吨, 含水比14%, 液体到井口时的温度100℃~40℃, 以后产量逐渐下降到10.2吨/日, 含水比为7%。截止七九年十月底共产油5967吨。从所测的井下温度变化看, 曲线拐点在克上层顶部以上30~60米的位置, 说明注入的热量加热了大约140米厚的井段。

仅以上6239和18—9井, 共产油12526吨, 占井组累积产油量的46.2%。

另外, 距注汽井400米的6217井和6209井略有反应, 产量也都增加1吨多, 但距注汽井600米的所有井网上的生产井没有明显的变化。

从这几口井的变化可以看出, 尽管井网上、设备能力上存在着问题, 达不到较高的注汽强度, 但在注汽井的200米范围内是有良好反应的, 在更大的范围内也是有影响的, 而且一旦见效, 油井的产量将会成数倍的增加。它进一步说明六东2区注蒸汽开采是相当合适的。

另外, 通过三年的实践, 也发现一些问题:

(1) 动态和静态资料有不符之处。静态资料说明靠近该区南部断层一带, 油层较好, 储量较大; 实际生产情况则是产油量低, 气量大, 油气比达4000~5000方/吨(可能存在富气层)。

(2) 6217井产量的变化。通过分析, 与6240井组关系大, 不受6216井组影响。初步看来本区中间的断层有可能延伸到该井以东, 并起遮挡作用。

(3) 注汽井的完井: 在无可靠绝热措施的情况下, 注汽井按常规井的完井是不行的, 它不宜长期注汽, 目前已有2口井发现问题(6216井在48米处套管断裂, 6239井断裂的可能性也很大)。因此必须对注汽井的完井工艺加以改进和采取绝热措施, 才能适应长期注汽的需要, 也是确保蒸汽驱油成功最根本的条件。



(4) 注入强度太低 (0.08吨/公顷.米.天), 对井距400~600米的反九点井网, 可以想象热的利用率是很低的, 到一定阶段还抵销不了热损失(等于注冷水), 最终采收率将会很低。注采三年来, 井网上只有个别井见反映就说明了这个问题, (若井距200米, 则半年就能见反映), 这也是急切需作井网调整的主要原因之一。

### (三) 井网调整, 注汽方案及指标预测

注汽方案的编制, 必须确定六个方面的问题: 即井距井网、开发和开采方式、试验规模指标预测、实施意见、工艺流程等六个问题。而每个方面的问题必须建立在充分依据的基础上, 才能使方案达到科学性和现实性。我们这次编制调整方案, 就是根据这六方面的问题逐一加以对比或计算确定下来的, 现详叙如下:

#### 一、井距井网的确定:

注汽井距井网的确定, 要立足于三方面:

1. 以油层地质静态和开采动态为依据;
2. 考虑热量的有效利用和有利的经济因素;
3. 与国外成功的经验相对比。

前已叙过, 六东2区的地质特点概括起来有以下几点:

(1) 中部有一条东西向的6206井断层 (以注采动态反应看, 可能延伸至6217井以东), 把试验区分成南北两部份, 南部呈700×3000米的狭长条带, 北部由于检166井区地层缺失只留下一方块地区 (800×700米)。

(2) 六东2区克上, 克下油层属于高粘度、中低渗透性稠油层 (原油地下粘度200厘泊, 油层渗透率为400—600千分达西)。由动静态资料表明, 油层最好的部份是中间断层以南的中心地带。靠近白碱滩中断层沿线一带, 静态资料说明油层发育较好, 但动态资料反映较差。

(3) 18—9井距注汽井200米, 半年见效, 产量成数倍增加。

(4) 克上和克下油层合层厚度20—26米, 有20个小单层沉积在120米的井段范围内, 克上和克下层之间的泥岩较厚 (8—14米), 而且两层不是一个压力系统。

鉴于这些情况, 我们对这一地区采用两套井网布井作对比, 一个是反五点井网, 一个是七反点井网, 对比如下:

反五点井网:

优点:

- (1) 老井利用率高;
- (2) 补打井数少, 比反七点井网全区少打21口井, 比试验区少打18口井。

缺点:

- (1) 受断层限制, 只能布生产井排3排, 注汽井排2排;
- (2) 不能发挥反五点井网的优越性;

注采井数比 (以试验区来说), 只1:1 (各12口井),

受4口注汽井影响的井数有2口；

受2口注汽井影响的井数有6口；

受1口注汽井影响的井数有4口；

(3) 靠近南部大断层的生产井数占总生产井数多，4/12；

(4) 靠少数井拿油量把握性不大，据计算单井产量平均在20吨以上，而高产期产油量将近百吨，这不太可能；

(5) 井距仍然较大，250—320米，平均超过270米（此井距超过世界上目前汽驱油田的井距，国外一般为175—200米）（见表一）。因此，在中低渗透性稠油层设计这样大的井距是偏大了，采用这种井距，热量利用率较低，开发周期长。

表一：国外五个汽驱方案数据表（附六东2区设计方案）

油田名称	参 数 称	深度 (米)	油厚 层度 (米)	渗 透 率 (千分达西)	地 下 粘 度 (厘泊)	井 组 面 积 (公顷)	试 面 验 区 积	井 距 (米)	注 汽 井 数	采 油 井 数
美克恩河“A”		300	26.5	4000	2200	1.01	9.09	70	9	16
南伯尔尼基		350	27.7	3000	1600	行列	82.25		15	39
史劳库姆		180	17.6	3600	1000—3000	2.25	45	80—120	20	约110
英格伍		300	13	3300—14000	1200	1	1	54—86	1	5
荷库尼比克		?	24	1000—10000	160	6.6	26.5	180	3	9
设计方案		450	23.2	400—600	200	9	65	200	14	28

井组 注汽量 (吨)	注汽强度 吨/公顷·米·天	充 填 油 层 倍 数	单 井 日 产 油 量 (吨)	采 收 率 %	采 油 速 度 %	耗 汽 率 吨/吨
42	1.57	1	11.5	47	7.8	3.6
75	0.67	0.2	9.5	12.3	2.73	3.6
114	2.88	1		36	13	4.5
163	12.5	0.9	4.2	25	25	7.9
192	1.21	0.8	34.3	33	5.5	3.5
180~233	1.0~1.9		9	28.41	6.05	4.82

反七点井网（即四点井网）：（见图7）

优点：

- （1）老井利用率高；
- （2）受断层限制相对较小，可布生产井排五排；
- （3）基本上可发挥反七点井网的优越性：

注采井数比较高，14口注汽井，28口生产井（对试验区），

受3口注汽井影响的井数有6口；

受2口注汽井影响的井数有7口；

受1口注汽井影响的井数有15口；

- （4）靠近南部断层的生产井占总生产井数少，5/28；

（5）生产井数多，有利于拿油，据计算单井产量平均9吨，高产期估计达20吨，这是可能的；

（6）井距适中，200米左右，若试验成功有推广价值。与国外对比，比较接近。采用此井距热量利用相对较好（与反五点方案相比），开发周期短。据18—9井的动态，注汽半年左右，油井就能大幅度增产。

缺点：

- （1）打井多，比五点井网全区多打21口井，试验区多打18口井；

（2）地面管线铺设工作量相应比前方案大。这两点合起来说是投资比前方案大。但这个不利条件是可以转化的，我们只要将试验区的采收率提高1%，就可将这笔投资补偿过来。而采用此方案比前方案多拿1%采收率的油量是大有可能的。

根据上述几方面较全面的对比之后，我们认为反七点井网方案较优越，因此推荐为六东2区注蒸汽试验的调整方案。

反七点——200米井距井网数方案补打井数列表如下：

表二 井网调整后的井类、井数表

井区	井类	需补打的新井				原有旧井					总井数
		注汽井	采油井	测温井	合计	注入井	计转划注	采油井	非井网	合计	
先试验区	导区	12	19	7	38	2		6	3	11	49
暂非试验区	非区	8	13		21	4	3	16	2	25	46
全区		20	32	7	59	6	3	22	5	36	95

## 二、开发方式和开采方式：

开发方式：根据赴国外考察报告及国外文献资料，委内瑞拉和美国加利福尼亚的热采经验，在注汽驱前期，都经历一段蒸汽吞吐阶段，蒸汽吞吐投资少、收益高，并能降低油层压力，有利于汽驱注入。又根据黑油山浅井经验，汽驱阶段，主要产油量在油井

升温前(即蒸汽突破前)已经获得,后期继续注汽相对收效小。国外也有类似情况报道。因此,六区2区将采用段塞注蒸汽,后期采用注水将余热替置冷水带将油驱出。试验全过程分三个阶段进行,即蒸汽吞吐——汽驱——冷水驱替。这样总采收率虽会适当降低,但经济上将会划算。因此我们整个汽驱开发顺序将采用这种“三部曲”方式。

整个六东2区开发步骤将分二期进行,待试验I区(先导试验区)停止注汽,转入注水后,随即开发东部和西部试验II区,(将来计划试验区)。

开采方式:六东2区的地质特点之一是克上克下油层合层厚度20—26米,但沉积在120米井段范围内,间隔许多泥岩,特别是克上克下之间的泥岩较厚18—14米,而且两个压力系统不一致,原始地层压力相差13.2大气压。由于目前同井分层注汽工艺尚未过关,因此合层注汽开采不合适。需要分层注汽开采。但如果采用克上克下分层注汽分层开采,开发年限太长,油井产量太低,加上后期注水又不能在同井注水(下层)注汽(上层)。综合考虑这些因素,六东2区汽驱将采用分井分注(注汽井打对井)同井合采的开采方式。

### 三、试验规模及指标预测:

六东2区注汽设备能力可达50吨/时(1200吨/日)。这个能力能进行多大规模的试验面积呢?必须对方案进行计算才能确定。计算结果接近实际与否,关键是对参数的选择,主要是对注汽强度(吨/公顷·米·天)和注汽总量相当于油层孔隙体积倍数(以下简称填充孔体倍数)两个参数的确定。然后以魏尔曼计算蒸汽带和加热带半径公式为主体进行一系列的计算,最终来确定试验规模。

计算的步骤我们采用先计算先导试验区方案,并以此为基础,推算到全区的总试验方案。

#### I、先导试验区方案计算及指标预测:

##### (一)确定参数:

(1)将计划试验的面积内,选择有代表性的一个井组,采用不同注入强度(0.6、0.8、1.0、1.2)用不同填充孔隙体积倍数(1.0、0.8、0.6)作相对应的三组12个方案的计算(计算见附件二)。

(2)将计算的结果列表和绘制注汽强度、填充孔体倍数与采收率,耗汽率关系曲线(见曲线四)。

(3)分析关系曲线,结合油层实际吸气能力及设备情况,优选出合理的注汽强度及填充孔体倍数两个参数:

由关系曲线可见:

(a)采收率随注入强度增大、填充孔隙倍数增大而提高。

(b)耗汽率随注入强度增大,填充孔隙倍数减少而减少。

(c)开发年限随注入强度增大、填充孔隙倍数减少而缩短。

(d)随着填充孔隙体积倍数的增大,若达到相同的经济指标(即耗汽率),相应的注汽强度要加大,而且相差较悬殊。

(e)如果定经济指标(耗汽率)为5吨(汽)/吨(油),采收率为30%是开发

效果予下限值，则两个区间可以考虑，在图上用↓→，↑→表示出来，即：

注汽强度为0.9以上，填充孔体倍数为0.8以上，0.9以下；或注汽强度为1.45以上，填充孔体倍数为0.7以上，1.0以下。

根据六东2区6239井克下注汽压力与注汽量的关系（见曲线五）。若每天注入量300吨时（相当于注汽强度1.45，试验面积9公顷，厚度23米），预测注入压力在190大气压，蒸汽注入温度达360℃，此点蒸汽热焓利用不经济，设备条件，管线承压也达不到。另外汽量过大，有可能出现单层突进。显然选择这个区间注汽是不合理的，因此以选注汽强度0.9—1.0，填充孔体倍数0.8左右，较为合适。

(f) 根据选出的该两参数，与世界上有成效的汽驱油田相比较（见表一），最后确定本方案要采用的参数。

我们认为根据上述计算和分析所选出的注汽强度为0.9—1.0，填充孔体倍数为0.8，与荷兰库尼比克油田相接近。因此就确定以该两个参数作为本方案计算的依据。

(二) 对试验区进行注汽量的分配试算，从而确定试验规模和各项指标预测。计算结果略，各项指标见六东2区蒸汽方案各项参数及予测指标一览表（见表六）。

根据计算结果确定如下：

(1) 开展0.65平方公里面积七个井组反七点井网注汽试验。

(2) 对七个井组开展下列注汽强度，填充孔体倍数的试验。

注 汽 强 度	填 充 孔 体 倍 数	试 验 井 组 数
1	1	1
1	0.8	2
0.8	0.8	2
0.6	0.6	2

(3) 七个试验井组注汽阶段指标予测如下：

项 目	指 标 予 测	(详见附表六)
注汽量 (万吨)	211	
采油量 (万吨)	43.8	
采收率 (%)	28.4	
采油速度 (%)	6.05	
井组日产油量 (吨)	251.6	
单井日产油量 (吨)	9.18	

(三) 对单井吞吐阶段和后期冷水替置阶段，也进行了估算（因计算公式欠准确，仅作参考），计算见附件一，计算结果见下表

现将先导试验区方案及指标汇总如下表：

先 导 试 验 区 方 案 及 指 标

试验面积: 0.65平方公里

地质储量: 154.2万吨

井网: 反七点井网,

井距: 200米

总井数: 49口 (注汽井14口, 采油井25口, 非井网井3口, 测温井7口)

补打新井数: 38口 (注汽井12口, 采井19口, 测温井7口)

指标预测:

表三

阶段	项 目	指标预测	
吞 吐	吞吐井次	次	32
	单井注汽量	吨	4000
	总注汽量	万吨	12.8
	增产倍数		3.51
	单井平均日采油量	吨	7
	有效期	年	1
	总采油量	万吨	8.18
	开采年限	年	2~3
	采收率	%	5.30
	耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)	1.57
汽 驱	总注汽量	万吨	211
	总产油量	万吨	43.8
	年产油量	万吨	9.2
	日产油量	吨	251
	单井产油量	吨	9
	采收率	%	28.41
	注汽年限	年	5.2
	采油速度	%	6.05
		耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)
注 水 驱 替	总注水量	万吨	195
	总采油量	万吨	17.18
	年产油量	万吨	2.68
	日产油量	吨	73.6
	单井日采油量	吨	2.9
	采收率	%	11.14
	注水年限	年	6.4
	采油速度	%	1.74
		耗水率	吨(水)/吨(油)



续表三

阶段	项	目	指标预测
合	总注汽量	万吨	223.3
	总注水量	万吨	195.0
	总采油量	万吨	69.16
	采收率	%	44.85
	耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)	3.2
	耗水率	吨(水)/吨(油)	11.33
	计	开发总年限	年
注汽 注水			6.4

### II、全区总方案计算及指标预测。

全区总方案计算亦分三个阶段(吞吐、汽驱、注水驱替)分别计算,但未作分井组计算,是以先导试验区方案计算所得结果为基础,推算全区所致,计算见附件二。

指标预测汇总如下:

总方案:

试验面积: 2.3平方公里

地质储量: 429.5万吨

井网: 反七点井网与反五点井网

井距: 200—250米共计15个井组

总井数: 95口(注汽井29口,采油井54口,测温井7口,非井网井5口)

补打新井数: 59口(注汽井20口,采油井32口,测温井7口)

指标预测:

表四

阶段	项	目	指标预测
吞	吞吐井次	次	84
	单井注汽量	吨	4000
	总注汽量	万吨	33.6
	增产倍数		3.5
	平均日产油量	吨	7
	有效期	年	1
吐	总采油量	万吨	21.46
	采收率	%	5.0
	耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)	1.57

续表四

阶段	项 目	指标预测		
汽 驱	总注汽量	万吨	525	
	总产油量	万吨	106.65	
	年产油量	万吨	9.52	
	日产油量	吨	261	
	单井产油量	吨	9~7	
	采收率	%	24.83	
	注汽年限	年	5.2+6	
	采油速度	%	4.75	
	耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)	4.92	
	注 水 驱 替	总注水量	万吨	535.95
总采油量		万吨	47.3	
年产油量		万吨	5.91	
日产油量		吨	162	
单井日产油量		吨	3	
采收率		%	11.01	
注水年限		年	8	
采油速度		%	1.37	
耗水率		吨(水)/吨(油)	11.33	
合 计		总注汽量	万吨	558.6
	总注水量	万吨	535.95	
	总采油量	万吨	175.42	
	采收率	%	40.84	
	耗汽率	吨(蒸汽)/吨(油)	3.2	
	耗水率	吨(水)/吨(油)	11.33	
	开发总年限	注汽 注水	年	11.2
				8

#### (四) 工 艺 流 程

##### 一、热注井对套管及固井的要求

在高温下套管伸缩，管子截面及丝扣断续受拉伸及压缩应力而发生折断、扭曲。根据公式：

$$\sigma = E \cdot C \Delta T$$

式中： $\sigma$ ：套管屈服强度  $\text{Kg/cm}^2$

$E$ ：钢材弹性模数  $\text{Eg/cm}^2$

C: 线膨胀系数 cm/cm·°C

ΔT: 温差 °C

计算结果, 温度每升高1°C, 套管伸长所产生的压缩应力为28Kg/cm<sup>2</sup>。据此得出不同钢级套管所允许承受的温度。见下表:

套管钢级	丝扣滑脱强度 T	最低屈服强度 Kg/cm <sup>2</sup>	允许温升 °C	
			扭曲变形	压缩应力
J—55	98	3850	114	153
N—80	157	5600	175	200
P—110	200	7700	205	276

J—55套管承受温差为153°C, 大于此热应力将超过屈服极限而破坏。六东2区注蒸汽实践证明, 用普通套管完井, 不适应注汽要求。三年来, 六口注汽井已有二口套管断裂(6216井, 6239井)。国外目前解决这个问题的办法是用N—80高强度套管完井, 用掺合30—40%细石英砂的矿渣水泥固井, 并要求水泥返至地面。

结合我们室内对水泥试验的结果, 对六东2区热注井完井结构的要求是下80米表层套管, 出油套管用7" N80套管完井, 固井水泥采用矿渣水泥, 掺合30%石英粉, 管外水泥返至地面。

采油井仍用5"套管完井, 但考虑到单井吞吐试验, 亦要求用矿渣水泥固井, 水泥一次返至地面。

所需套管数量如下表

井别	井数 (口)	套管类型		数量 (米)	备注
		尺寸	钢级		
注汽井	20	10"	J—55	1600	表层套管
注汽井	20	7"	N—80	11000	
生产井	32	5"	J—55	16000	
测温井	7	3"		3500	

矿渣水泥250吨。

## 二、注汽井口:

为适应注蒸汽及7"套管完井要求, 建议采用上海第二石油机械厂出品C—350 2½"采汽防硫采油树。该型采油树耐压350大汽压, 设计温度180°C, 材质采用35CyMO钢。根据计算, 是目前国内生产的强度最大、基本符合注汽井要求的一种采油树, 共需12套。(C—350采油树简化为五个闸门后, 估计每套费约1.5万元)