

薛家锋 编著

杏树岗油田北部开发区 提高采收率矿场试验



石油工业出版社

杏树岗油田北部开发区 提高采收率矿场试验

薛家锋 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书详细介绍了大庆油田杏树岗北部开发区“九五”以来进行的各种提高采收率的矿场试验,主要内容有杏五区表外储层注水、杏四~六面积细分注水、杏一~二区东部周期注水、杏北过渡带外扩钻井试验、杏一~三区乙块三次加密试验、杏五中块聚合物驱油和杏二区三元复合驱试验,最后分析了油田目前存在的主要矛盾和问题,指出了油田保持可持续发展的对策。

本书可供油田开发工程技术人员、石油院校师生及工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

杏树岗油田北部开发区提高采收率矿场试验/薛家锋编著.
北京:石油工业出版社,2001.10
ISBN 7-5021-3427-1

I. 杏…

II. 薛…

III. 三次采油-试验-大庆油田

IV. TE35

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2001)第 036786 号

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
河北省地勘局测绘院印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 8 印张 205 千字 印 1—1500
2001 年 10 月北京第 1 版 2001 年 10 月河北第 1 次印刷
ISBN 7-5021-3427-1/TE·2551
定价: 20.00 元

前 言

杏树岗北部开发区是大庆油田的重要组成部分之一。1966 年投入开发，到目前已经有 35 年的开发历史。目前，油田综合含水已达 86.99%，采油速度为 1.33%，采出程度为 43.48%，可采储量采出程度为 75.38%，剩余可采储量采油速度为 8.52%，自 1978 年以来，年产油量在 $700 \times 10^4 \text{t}$ 、采油速度在 1.3% 以上稳产了 23 年。

本书重点介绍了油田进入高含水期为提高油层采收率所进行的各种矿场试验，主要是注采结构调整和三次采油试验，给出了每项试验的主要研究内容，系统深入分析了试验所取得的成果，得出了一些很有见地的认识。通过上述措施的实施，使油田始终保持较高的开发水平，对指导同类油田的开发有重要的参考价值。

本书由薛家锋编著。参加人祖小京、康红庆、徐典平。在编写过程中得到大庆油田有限责任公司有关领导及大庆油田有限责任公司第四采油厂各位领导和同志们的大力支持和帮助，在此表示衷心地感谢！

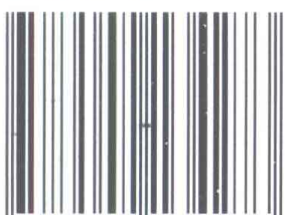
由于编著者水平有限，加之时间仓促，书中难免有许多疏漏和不妥之处，恳请广大读者给予批评指正。

编 著 者

2001 年 6 月

责任编辑：阎熙照 封面设计：赛维玉 责任校对：王 群

ISBN 7-5021-3427-1



9 787502 134273 >



ISBN 7-5021-3427-1/TE·2551

定价：20.00 元

目 录

第一章 油田开发概况	1
第二章 杏五区表外储层注水开发试验	4
第一节 试验区概况	4
第二节 现场试验效果分析	9
第三章 杏四~六面积细分注水试验	23
第一节 问题的提出及潜力分析	23
第二节 方案编制及实施效果	26
第三节 杏北地区细分注水标准及实施原则	31
第四章 杏一~二区东部周期注水工业试验	37
第一节 周期注水采油机理	37
第二节 试验区剩余油分布与数值模拟	38
第三节 试验方案的实施与效果分析	42
第五章 杏北过渡带外扩钻井试验	54
第一节 过渡带四条带地区地质特征及外扩潜力分析	54
第二节 外扩布井方案	67
第三节 方案实施效果分析	70
第六章 杏一~三区乙块三次加密矿场试验	74
第一节 试验区简况	74
第二节 三次加密的研究内容及试验方案的实施	74
第三节 试验取得的初步认识	76
第七章 杏五区中块聚合物驱油矿场试验	86
第一节 试验区概况及油层地质特征	86
第二节 试验方案的实施	89
第三节 试验效果分析与认识	90
第八章 杏二区三元复合驱矿场试验	96
第一节 杏二区西部基本概况	96
第二节 杏二区西部试验方案及实施情况	101
第三节 杏二区中部三元复合驱工业性矿场试验	111
第九章 确保油田可持续发展的对策	113
第一节 油田开发面临的形势和主要问题	113
第二节 油田可持续发展的潜力	117
第三节 油田可持续发展的对策	122

第一章 油田开发概况

杏树岗油田北部开发区位于大庆长垣杏树岗构造的北部，北以杏一区一排与萨南开发区为界，南与杏南开发区的杏八区一排相接，见图 1—1，是大庆油田的重要组成部分。南北长 12.7km，东西宽 13.0~15.5km，含油面积 197.9km²，原始地质储量 53460×10⁴t。油田的开发层系是松辽盆地中部含油组合的萨尔图、葡萄花、高台子油层，油层埋藏深度 800~1200m。

油田划分为 7 个开发区块，一至六区西部为行列注水方式，两排注水井夹三排生产井，其中一至三区切割距为 1.6km，井网为 3—500×300 (500, 300) m；四至六区切割距为 2.0km，井网为 3—600×400 (400, 300) m；一至三区东部及四至六区东部、六至七区、东、西过渡带分别为一注一采和四点法面积注水方式，见图 1—2，油水井距 400~600m。开采层系均为萨、葡、高油层合注合采。

油田实行早期内部注水，保持油层压力的开采原则。

油田于 1966 年冬至 1968 年注水井排先后投产排液“拉水线”，1969 年至 1971 年第一排生产井全面投产，杏四~六面积井网地区及杏一~二区东部过渡带全面投入开发，至 1976 年年产油量达到 678.47×10⁴t，达到了开发方案设计指标要求。1976 年至 1979 年，杏一~五区中间井排油井投产，其中杏一~三区中间井排油井之间的 36 口非主力油层加密注水井转注，以改善非主力油层的出油状况。1978 年至 1979 年，东、西过渡带投入了全面开发，至此，全区储量面积已全部动用。1981 年年产油量达到 776.99×10⁴t，登上第一个产量高峰，采出程度达到 15.31%，综合含水 58.1%，油田随即进入高含水开采期。

从 1982 年起至 1986 年，将油井全部改为机械采油，以减缓产量递减速度；从 1985 年至 1993 年全面进行层系井网的一次加密调整；从 1994 年起又开始进行层系井网的二次加密调整，使非主力油层储量动用状况得到根本改善，产油量逐年上升，1991 年突破 840×10⁴t，1992 年达到 844.63×10⁴t，登上了第 2 个产量高峰，并在 840×10⁴t 以上稳产了 4 年。

“九五”以来，油田储采矛盾日益突出，稳产难度越来越大。为尽快改善这一被动局面，先后进行了杏五区表外储层注水开发试验、杏四~六面积细分注水试验、杏一~二区东部周期注水矿场试验、杏北过渡带外扩钻井试验、杏五区中块聚合物驱矿场试验和杏二区三元复合驱矿场试验。这些试验方案的实施，均取得了良好的效果，同时，也使油田始终保持较高的开发水平。

到 2000 年底，共完钻各类井 6230 口，其中已投产 6008 口井（采油井 3788 口，注水井 2220 口），待投、待建井 212 口，未利用探资井 10 口。其中，油井开井 3454 口，核实日产油 19386t，综合含水 86.99%；注水井开井 1938 口，平均日注水 189372m³，月注采比 1.20，累积注采比 1.14；采油速度 1.33%，采出程度 43.48%。可采储量采出程度为 75.38%，剩余可采储量采油速度为 8.52%。自 1978 年以来年产油量在 700×10⁴t、采油速

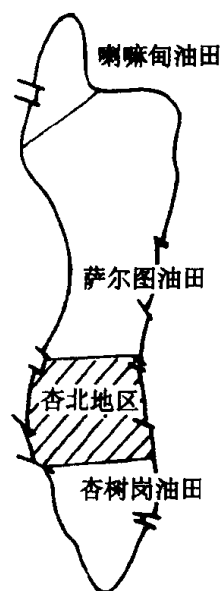


图 1—1 杏北开发区位置图

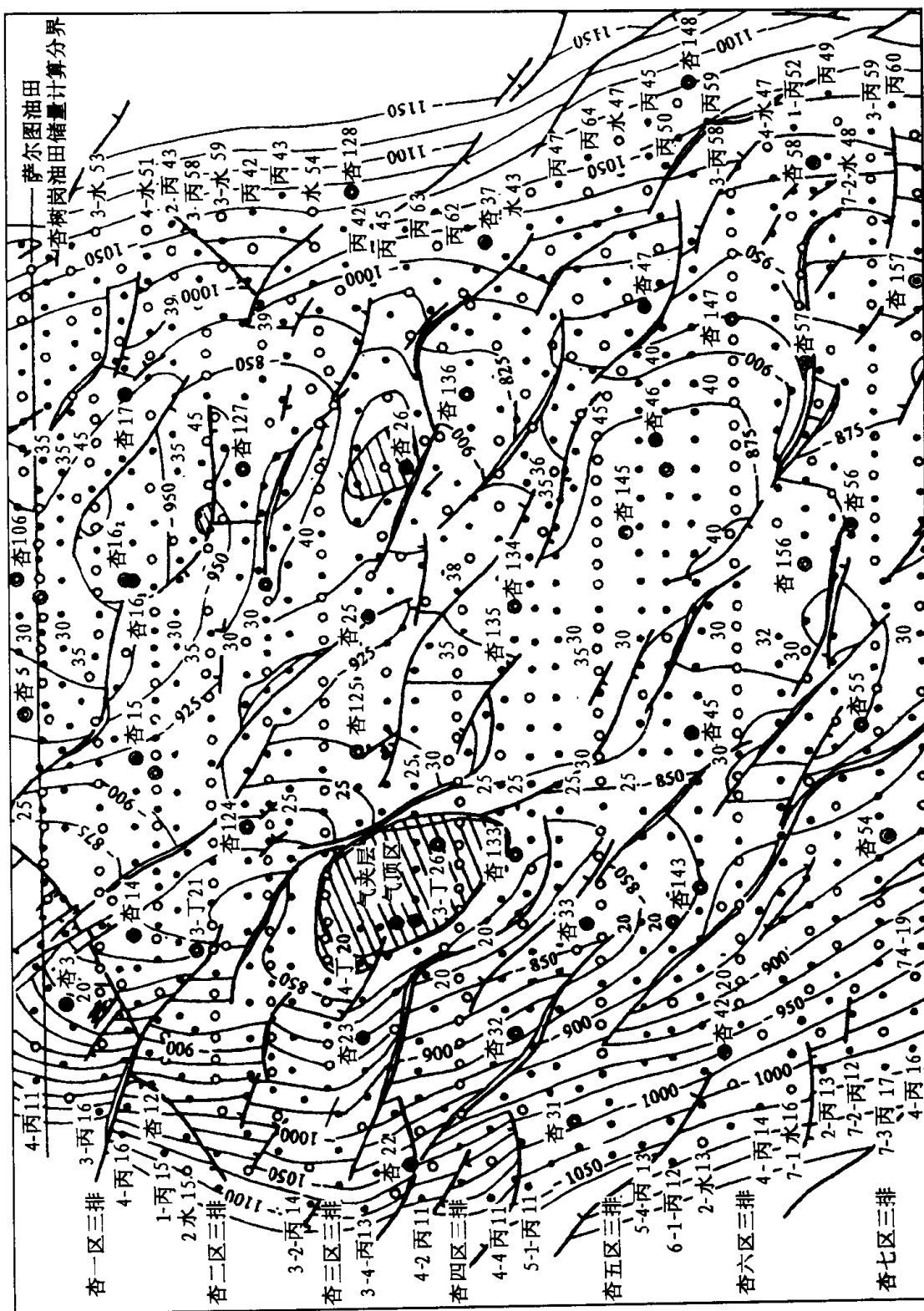


图1—2 杏树岗油田北部基础井网开发井位图

度 1.3% 以上稳产了 23 年。

本书详细阐述了杏北地区高含水期保持油田稳产所采取的各种措施及效果，并针对目前杏北地区存在的问题，提出了保持油田可持续发展的对策，对国内外同类油田的开发有重要的参考价值。

第二章 杏五区表外储层注水开发试验

表外储层是指在 20 世纪 80 年代以前的开发和采油技术条件下不能有效开发的性质较差的储油层，在 20 世纪 80 年代初复算储量时未计入储量表内。其岩性以泥质粉砂岩和粉砂质泥岩为主，渗透率 $< 25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （其中一类表外层渗透率 $25 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，二类表外层渗透率 $< 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），含油产状主要是油浸、油斑及一部分厚度小于 0.2m 的油砂和含油。表外储层泥质含量高（20%左右），孔隙度一般小于 20%，孔隙结构复杂。

表外储层在杏北地区比较发育，据对 18 口取芯资料井统计，与有效厚度层之间隔层厚度 $\geq 0.4\text{m}$ 、1.0m 和 2.0m 的表外储层厚度分别为 22.92m、14.85m 和 10.42m，20 世纪 80 年代中期估算地质储量分别为 $1.36 \times 10^9\text{t}$ 、 $0.876 \times 10^9\text{t}$ 和 $0.615 \times 10^9\text{t}$ ，具有较多的可供挖潜的地质储量。表外储层主要是以三角洲前缘相不稳定砂体中充填连片型和三角洲边缘稳定砂席型式分布，井间连通较好，有利于独立井网开发；在剖面上，表外储层夹于有效厚度层之间，在平面上亦呈随机分布，因此开采难度很大，在正常完井方法下不具备工业开采价值，据 5 口井 7 个单层气举试油资料，5 个出油层平均采油强度仅 $0.28\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。需要通过现场试验取得实践经验，为工业化生产做好技术准备工作。

开展表外储层注水开发试验，目的在于：

- (1) 研究表外储层在不同含水期的开采特点及稳产规律。
- (2) 预测表外储层地质储量和可能达到的水驱采收率。
- (3) 确定适合表外储层开发的注入水质标准。

第一节 试验区概况

一、基本概况

试验区位于杏五区中部，面积 0.24km^2 ，采用五点法面积井网，共设计油水井 19 口（密闭取心井 2 口，水基泥浆取心井 5 口），采油井 11 口，注水井 8 口，注采井距 141m，见图 2—1。

根据 7 口取芯井和 12 口测井资料分析，表外储层地质特征如下：

(1) 表外储层是以三角洲前缘相沉积为主，其岩性主要为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩，泥质含量高，平均为 22%，平均孔隙度为 21.7%，平均空气渗透率为 $0.0131\mu\text{m}^2$ ，平均含油饱和度为 43.5%，含油产状主要为油斑、油迹，见表 2—1。表外储层的含油结构有两种类型，一种是斑块状，含油部分呈不规则斑块形状，这类储层主要分布在萨尔图层；另一种是条带状，含油部分是几厘米到几十厘米，呈条带或薄层状，这类储层在试验区以葡萄花层为主。

(2) 表外储层总厚度大，单层厚度薄。根据 7 口取芯井统计，平均单井表外储层总厚度为 51.5m，其中与表内层隔层厚度 $> 2.0\text{m}$ 的表外储层平均厚度为 17.8m，但单层厚度薄，一般为 0.3m，单层厚度在 0.1m ~ 0.4m 之间的层数占 60%。具体情况见表 2—2。

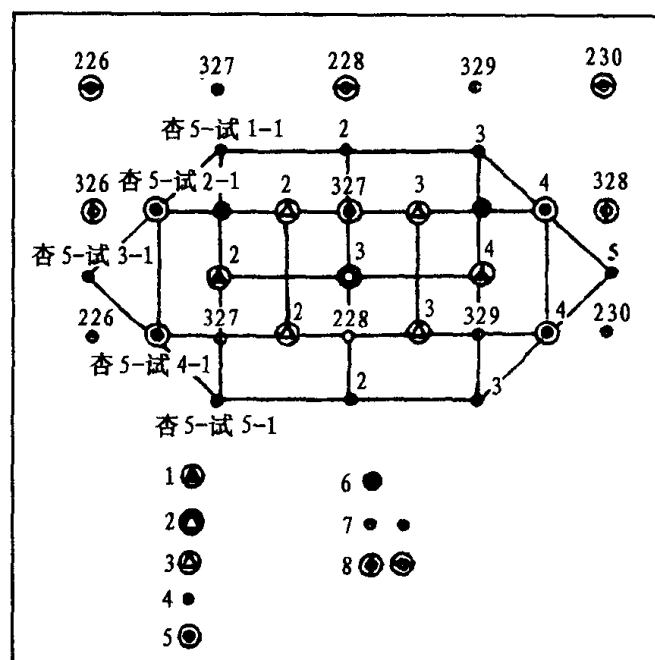


图 2—1 杏五区表外储层试验区设计井位

1—密闭取心采油井；2—水基泥浆取心采油井；
3—水基泥浆取心注水井；4—采油井；5—注水井；
6——次井网采油井；7——次加密调整采油井；
8——次加密调整注水井

表 2—1 杏五表外试验区表外储层厚度及岩性物性分类统计

项目	表外储层产状厚度 (m)										物 性 参 数					
油层组	不同隔层厚度					不同产状厚度(隔层 ≥ 0.4)					粒 度 分 析			平均空气渗透率(μm^2)	平均孔隙度(%)	平均含油饱和度(%)
	总厚度	隔层 $\geq 0.4\text{m}$		隔层 $\geq 1.5\text{m}$	隔层 $\geq 2.0\text{m}$	油迹	油斑	油浸	含油	油砂	细砂	粉砂	泥岩			
		表外	已划砂岩													
萨 I	20.1	11.7	2.6	6.7	4.6	6.37	3.56	1.34	0.35	0.11	/	/	/	/	/	/
萨 II	11.9	8.7	1.7	7.1	6.3	4.20	2.84	1.00	0.39	0.21	/	/	/	/	/	/
葡 I	12.8	7.3	1.5	4.4	3.4	3.74	2.80	0.59	0.14	0.06	/	/	/	/	/	/
葡 II	6.3	4.6	1.0	3.8	3.5	3.00	1.40	0.15	0.09	0	/	/	/	/	/	/
合计	51.1	32.3	6.8	22.0	17.8	17.31	10.60	3.08	0.97	0.38	16	62	22	0.0131	21.7	43.5

表 2—2 表外储层厚度分级统计结果

分 级	0.1 ~ 0.4(m)	0.41 ~ 0.8(m)	0.81 ~ 1.2(m)	> 1.2(m)
层 数	141	63	15	16
占总层数(%)	60.0	26.8	6.4	6.8

(3) 表外储层在平面上的分布有三种类型，第一种是稳定席状砂型，即表外储层呈大面积分布，如 SII 14、SIII 6 等 19 个小层见图 2—2；第二种是充填连片型，即表外层和表内层相间分布，如 SIII 7²、SIII 11 等 9 个小层见图 2—3；第三种是零星分布型，即表外储层零星分布，这种类型较少，只有 SIII 2²、SIII 7¹ 等 5 个小层见图 2—4。

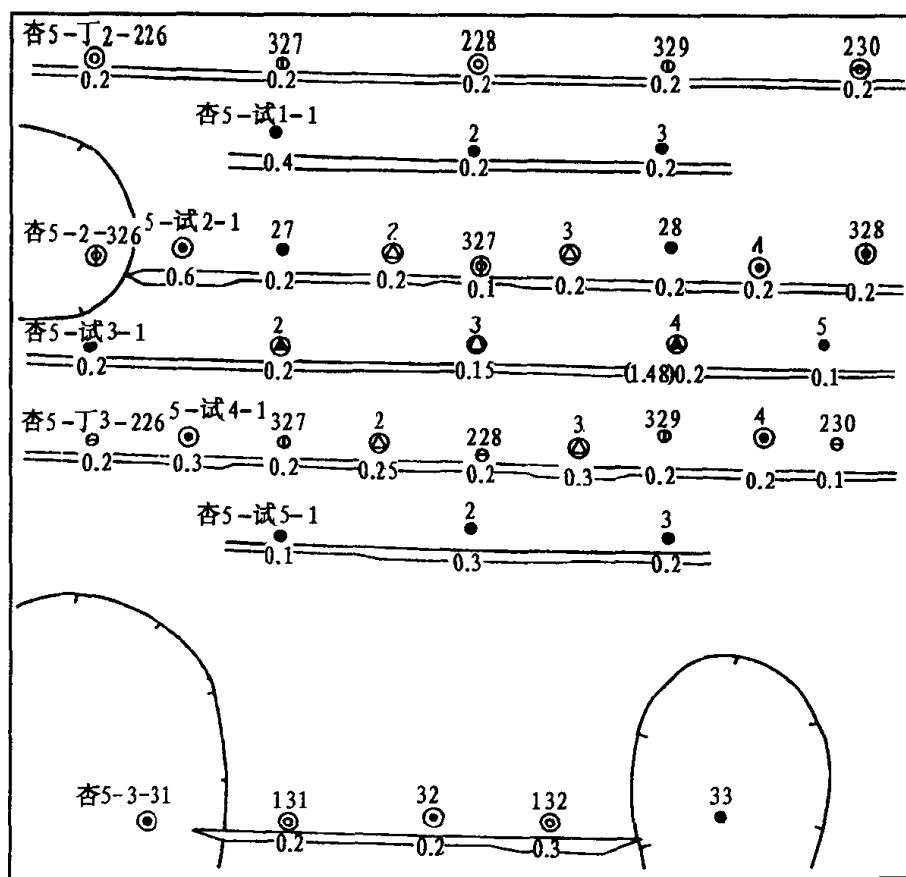


图 2—2 杏北表外储层试验区萨Ⅱ14 油层平面图

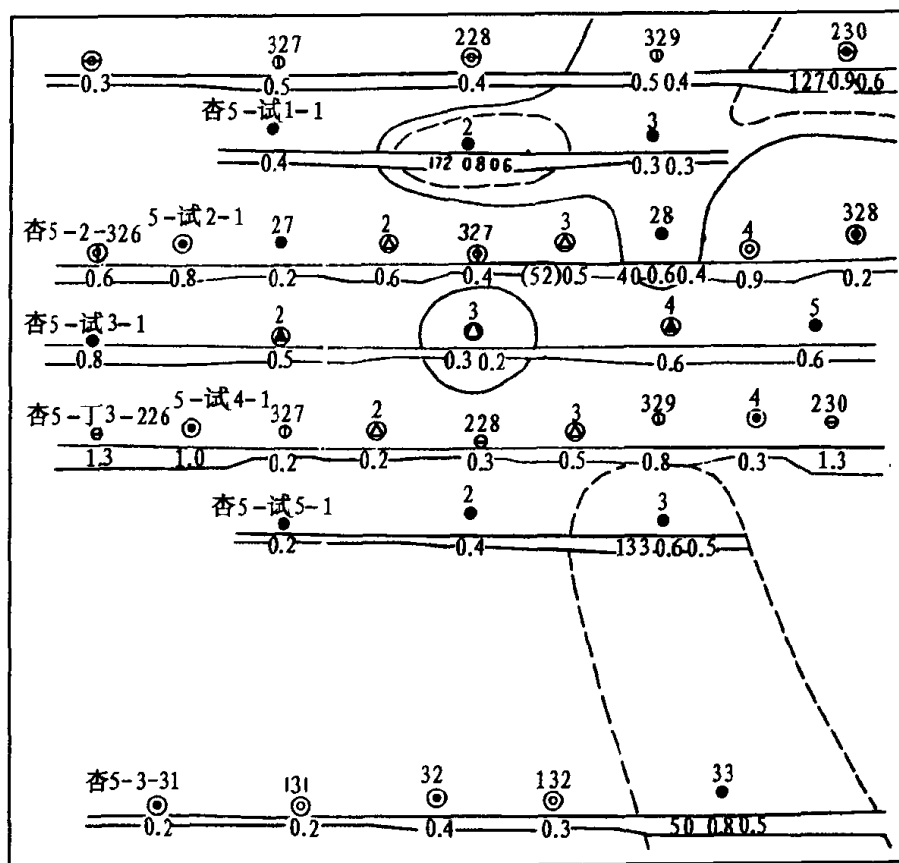


图 2—3 杏北表外储层试验区萨Ⅲ7² 油层平面图

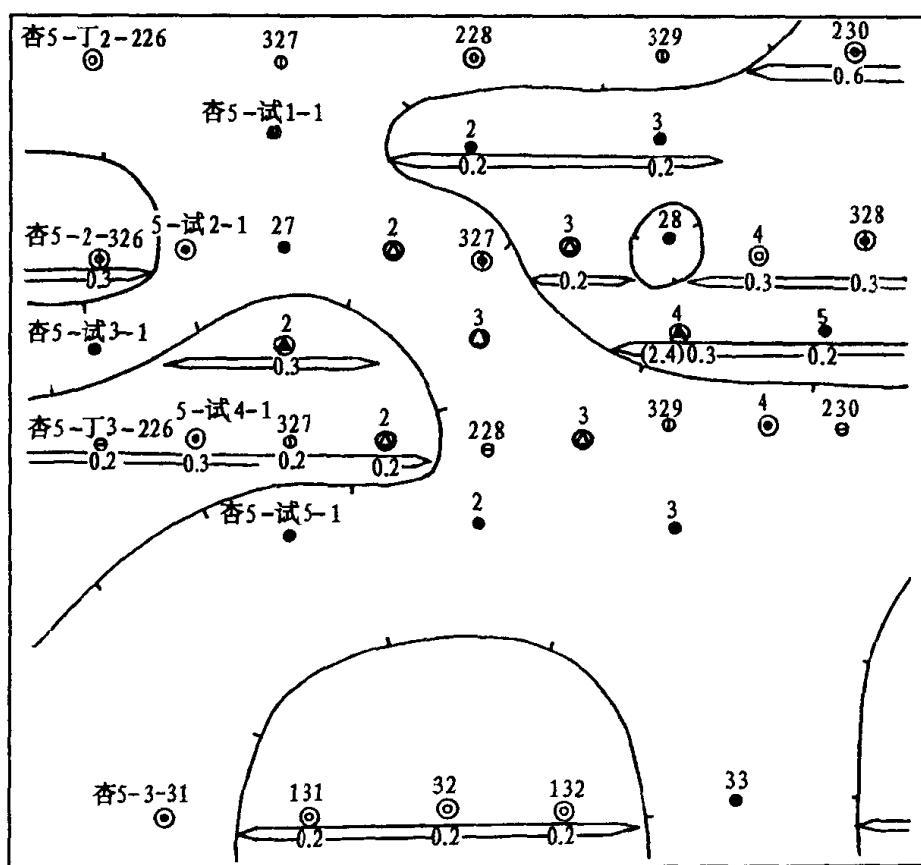


图 2—4 杏北表外储层试验区萨Ⅲ⁷¹ 油层平面图

(4) 表外储层在纵向上分布于表内层之间，大部分为几个小层组成一组，上下有稳定的泥岩隔层，少部分独立夹在表内层中。表外储层实际上是表内层在平面和纵向上的延伸或变差部位，即使是独立型表外储层如果在大面积上追溯，也可与表内层连通。

二、注水开发简况

试验区于 1987 年钻井及试油，1988 年 6~11 月经限流法压裂完井后陆续投产及排液（其中 8 口注水井萨尔图层为普通射孔完井），平均单井射开厚度 12.6m（含表内薄层厚度 0.75m）。1990 年 6~8 月，8 口注水井转注，至年底结束了表外储层的产能试验。

1991 年，开始进行表外储层注水开发全过程试验，针对注水井因萨尔图层未进行限流压裂而注不进水的主要问题，对 7 口井采取了增注改造措施，并对 5 口井进行了萨、葡分注，4 月开始陆续见到注水效果，至年底综合含水达到 22.5%。

1992 年，以注够水注好水为中心，对全部注水井采取分注措施，并对 3 口注水井中的窜槽部位（主要是葡 I₄₂ 层）进行单卡停注，使注水井的有效注水量和吸水厚度增加，至年底综合含水达到 41.8%。

1993 年 10 月，将试验区西南部的 4 口试验井（试 1—1、1—2、3—2、3—3 井）和 1 口注水井（试 2—更 2 井）转为主力油层三元复合驱油现场试验。剩余 7 口采油井和 7 口注水井继续进行试验，1994 年 3 月，试验区综合含水达到 61.2%，进入了高含水期。

截止 1996 年 9 月，综合含水达到 76.7%，累积产油 $16.2075 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产水 $18.8893 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累积注水 $61.5817 \times 10^4 \text{m}^3$ ，扣除窜槽层段产量（试验区有 7 口井窜槽层未封堵），

表 2—3 试验区各开采期开发指标汇总

开采期	油井开井 (口)	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	单井日产液 (t/d)	单井日产油 (t/d)	综合含水 (%)	平均静压 (MPa)	平均流压 (MPa)	采液指数 (u/d·MPa)	采油指数 (u/d·MPa)	自然递减率 (%)	综合递减率 (%)	出油厚度比例 (%)	吸水厚度比例 (%)	注水强度 (m ³ /d·m)	注采比	注水井开井 (口)	日注水 (m ³ /d)	单井日注水 (m ³ /d)	累积产油 (×10 ⁴ t)	累积产水 (×10 ⁴ m ³)	累积注水 (×10 ⁴ m ³)	含水上升率 (%/10 ⁴ t)
投产初期 1988.12	10	98	85	9.8	8.5	13.5	8.73	3.92	2.03	1.77	/	/	59.9	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
注水前 1990.12	10	63	55	6.3	5.5	13.5	7.75	2.21	1.13	0.99	-19.6	-19.6	62.4	/	1.74	1.15	8	234	29	4.2831	0.6166	2.7371	/
注水见效 1991.3	10	77	63	7.7	6.3	15.2	8.28	2.59	1.46	1.20	22.6	22.6	76.0	44.5	/	/	8	223	28	/	/	4.8718	/
1991.12	10	87	68	8.7	6.8	22.5	8.53	2.32	1.40	1.10	-22.6	10.7	55.3	51.9	2.29	1.37	8	368	45	6.2740	1.0342	12.5373	4.51
低含水末期 1992.12	10	77	45	7.7	4.5	41.8	8.92	2.12	1.13	0.66	-33.8	-33.8	48.2	56.0	2.45	1.33	7	266	38	8.1042	1.8963	22.9743	10.55
中含水末期 1994.3	7	53	21	7.5	3.0	61.2	9.18	3.46	1.31	0.52	-27.7	-27.7	34.0	39.0	2.85	2.10	7	269	38	9.4317	3.2551	38.7418	14.60
高含水期 1995.12	7	79	25	11.3	3.6	72.1	9.32	3.52	1.98	0.61	0	11.0	56.8	31.4	2.96	2.19	7	286	41	10.7224	6.2481	53.8131	8.44
1996.9	7	60	20	8.6	2.8	76.7	8.73	3.84	1.76	0.57	-25.7	-25.7	/	/	/	/	7	283	40	11.2883	7.2837	61.5817	8.15

注:数据中均扣除窜槽影响。

累积产油为 $11.2863 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产水 $7.2837 \times 10^4 \text{m}^3$ ，见表 2—3。

第二节 现场试验效果分析

现场试验原定 1991~1994 年，为期 4 年。主要分为 3 个阶段，1991 年全面加强注水，使试验区尽快见效，综合含水达 20% 以上；1992 年至 1993 年为低、中含水期，并在 1993 年确定注水水质标准；1994 年达到高含水期并结束试验，评价各含水期水驱效果及挖潜方法。实际试验如期进行，1994 年根据局领导指示要对表外储层进行全过程注水开发试验，试验期限也由 4 年改为 6 年，即到 1996 年结束。

经过六年的现场试验，达到了试验预期目标。

一、搞清了表外储层注水开发特点及产能变化规律

表外储层岩性、物性差，单层厚度薄，层间矛盾小。因此，其开采特点与表内层有一定的差别，且各含水期也不尽相同。

(1) 表外储层注水初期见效慢，见效后油层动用程度和生产能力都有一定提高。

试验区从 1990 年 6 月到 8 月开始陆续注水，在注采井距 141m、注采比为 1.15 的条件下，到 1991 年 3~4 月，才开始见到注水效果，平均见效期为 8 个月左右，比基础井网和一次加密井网慢。由于表外储层早已动用，加之部分窜槽层未封堵，所以在注水时综合含水为 13.5%，注水见效时上升到 15.2%。分析表外储层见效慢，主要是油层物性差，层间差异小，注水初期水线推进比较均匀的结果。

注水见效后地层压力得到恢复，静压由 7.75MPa 升到 8.28MPa，上升 0.53MPa，生产能力也有所增加，平均单井日产液由 6.3t 上升到 7.7t，日产油由 5.5t 上升到 6.3t，流动压力由 2.21MPa 上升到 2.59MPa，采液指数由 $1.13\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 到 $1.46\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ，采油指数由 $0.99\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 到 $1.20\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。

见效后油层动用程度得到了改善。根据 7 口井环空测试资料统计对比，出油层数由注水前的 32 个增加到 43 个，出油厚度由 48.7m 增加到 59.3m，增加 10.6m；出油厚度所占比例由 62.4% 增加到 76.0%，增加了 13.6 个百分点（见表 2—4）。如试 5—3 井，与该井连通的试 4—3、4—4 两口注水井均在 1990 年 7 月转注，单井日注水 30m^3 左右，试 5—3 井在 1991 年 3 月见到注水效果，日产油由 4t 上升到 5t（不含水），到 6 月份又上升到 8t，静压由 6.95MPa 上升到 7.94MPa，出油厚度由 7.9m 增加到 9.0m。

表 2—4 环空测试各开采期出油状况表

分 层	测试 厚度 (m)	出 油 厚 度 (m)							出 油 厚 度 比 例						
		初期	注前	见效	1991.12	低含水	中含水	高含水	初期	注前	见效	1991.12	低含水	中含水	高含水
S	41.6	23.8	27.2	30.9	27.2	24.3	16.8	17.3	57.2	65.4	74.3	65.4	58.4	46.1	47.5
P	36.4	22.9	21.5	28.4	15.9	13.3	5.6	20.1	62.9	59.1	78.0	43.7	36.5	19.0	68.4
合	78.0	46.7	48.7	59.3	43.1	37.6	22.4	37.4	59.9	62.4	76.0	55.3	48.2	34.0	56.8

(2) 表外储层在低、中含水期含水上升快，层间矛盾不断加剧，产量递减快，油层动用状况逐渐变差。

试验区综合含水由1991年底的22.5%上升到1992年底的41.8%，到1994年3月继续上升到61.2%。一年时间经历了低含水期，一年零三个月经历了中含水期。统计试验区每采万吨油含水上升率，初、低、中含水期分别为4.55%、10.55%和14.6%，低、中含水期含水上升速度明显加快，使产量递减快。1991年12月与1994年12月对比，平均单井日产液由8.7t降到7.7t，日产油由6.8t降到4.5t，年递减率为33.8%，采液指数由1.4t/(d·MPa)降到1.13t/(d·MPa)，采油指数由1.21t/(d·MPa)降到0.66t/(d·MPa)。中含水期末，单井产液稳在7.5t/d，单井产油降到3.0t/d，平均年递减率为27.7%，采液指数升到1.31t/(d·MPa)，采油指数降到0.52t/(d·MPa)。根据6口井环空测试资料统计，1994年3月与1991年12月对比，出油层段由29个减少到19个，出油厚度由31.4m减少到22.4m，减少9.0m。其中高含水层由2个增加到9个，厚度由2.6m增加到11.2m，分别占当时出油厚度的8.3%和50%。如杏5—试1—3井，注水见效后，到1991年6月日产液由6t上升到7t，日产油由5t上升到6t，综合含水由16.3%降到14.3%，出油层段由5个增加到8个，出油厚度由6.1m增加到9.1m。到1992年2月，全井含水上升到42.9%，日产油下降到4t，出油层段下降到3个，出油厚度下降到3.5m。到1993年11月，全井含水上升到80.1%，日产油降到1t，只有两个出油层，出油厚度只剩1.7m，见图2—5、2—6和2—7。

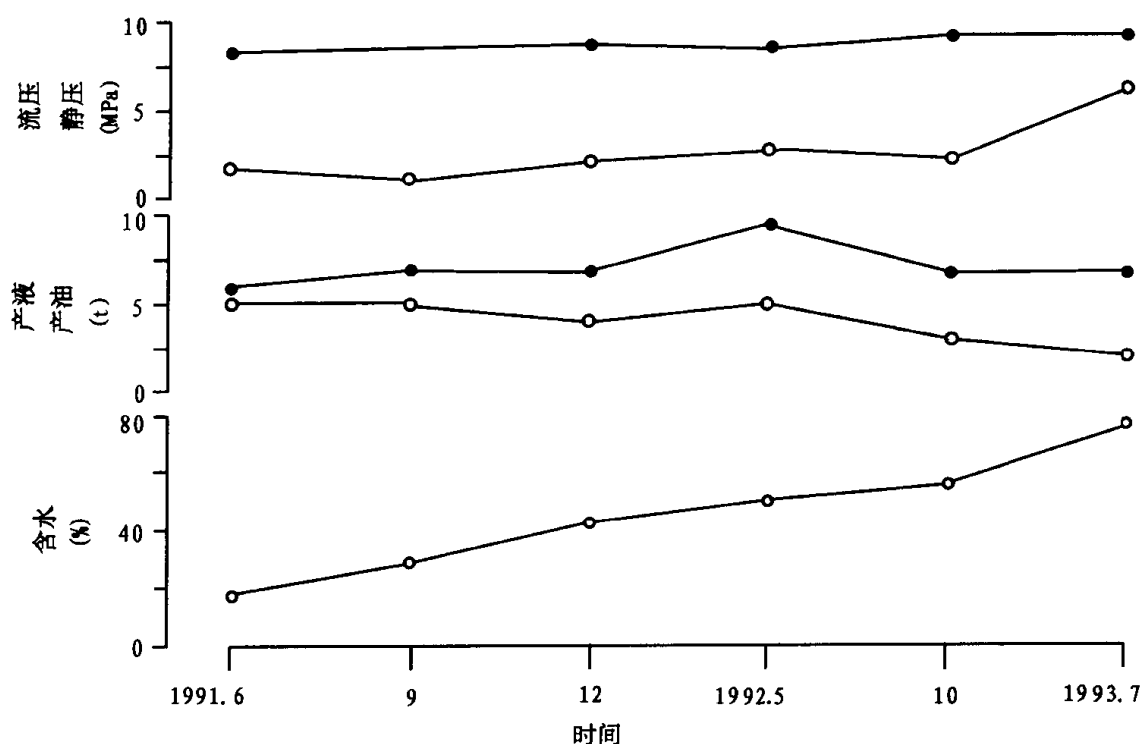


图2—5 杏5—试1—3井开采曲线

试验区在中、低含水期含水上升快，油层动用状况差，主要有两个因素：

①表外储层本身的水洗特点决定的。表外储层因层内渗透率差异小，所以在纵向上注入水容易均匀推进，加之油层薄，重力作用很小。因此，油层一见水就很快达到较高的水淹程度。大庆研究院在1992年做的室内水洗实验证明，表外储层大多数油是在注水2~5倍期间采出来的，而厚油层在注水2~5倍的情况下，仍有一定的产油量。另外，从表外储层的含

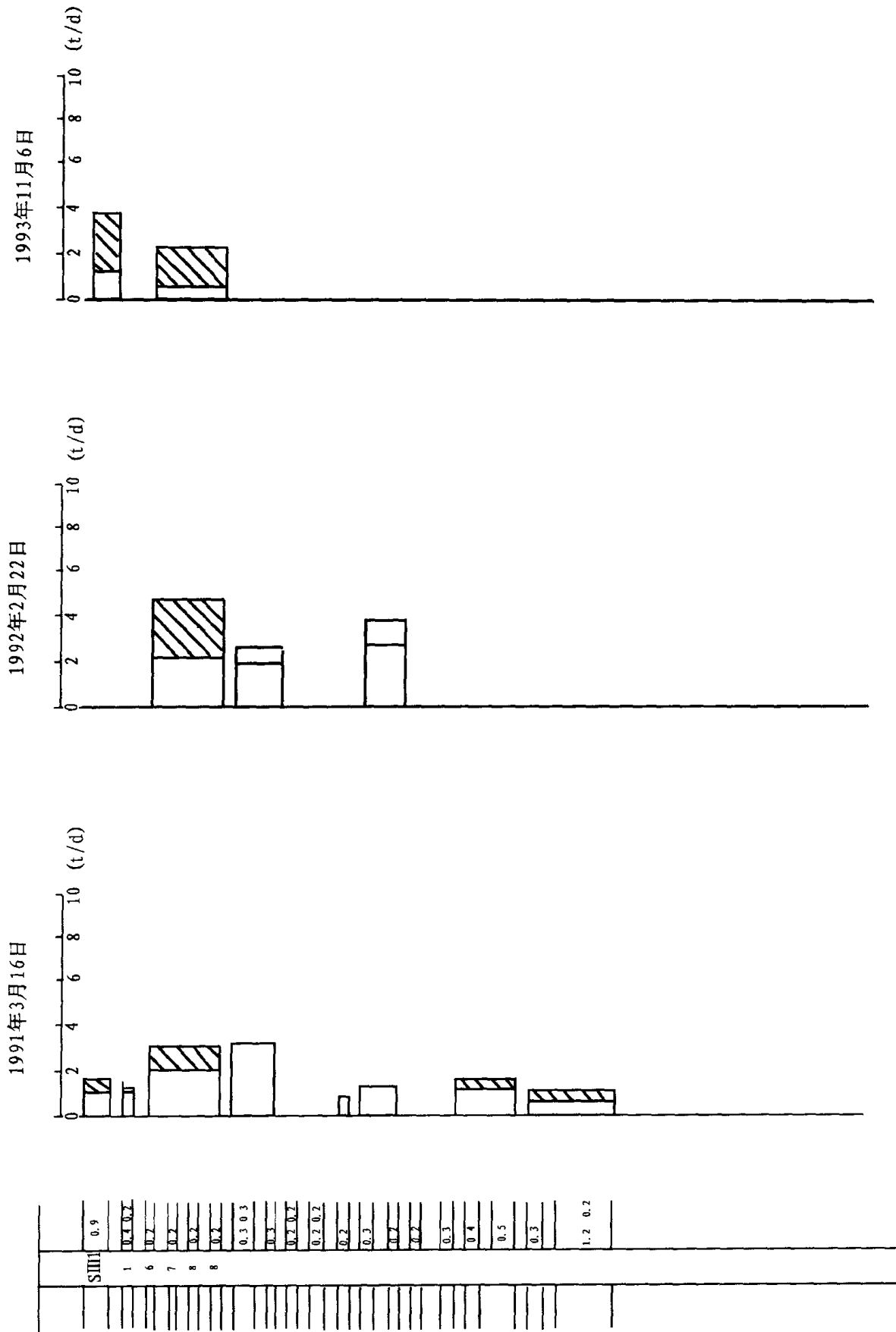


图2—6 杏5—试1—3井出油剖面图