

现代注水油田 高含水期稳油控水开采技术 与优化措施实用手册

当代中国文化音像出版社

ISBN 988-98225-6-3



9 789889 822569 >

ISBN 988-98225-6-3

定价 998.00 元(含配套光盘)

第五章 厚油层三次采油试验

随着主力油层（厚油层）水驱进入后期，为了探索进一步提高其开采效率的驱油方法，自 1994 年杏北开发区根据油层和原油物性特征及目前室内实验成果，先后开展了杏五区“三元复合驱”和“聚合物驱”两项先导性矿场试验，已取得初步进展，正在为油田开发调整三次采油做好技术准备。

矿场试验实例——杏五区三元复合驱油试验

第一节 试验目的

- (1) 探讨三元复合体系在杏北地区厚油层驱油的可行性。
- (2) 总结注入三元复合体系后，注入井及采出井动态变化特点，为扩大和推广复合驱油技术积累经验。
- (3) 为完善三元复合驱油注入工艺和采出工艺技术提供实践依据。

第二节 试验区概况及试验方案要求

试验区位于杏北开发区杏五区二排中部，原表外储层试验区内（图 7-5-1），利用原表外储层试验井，封堵原试验层，补开新的目的层，共有注采井 5 口，其中注入井 1 口（杏 5-试 2-更 2），采油井 4 口（杏 5-试 1-1、1-2、3-2、3-3 井），采用一注四采不均匀注采井距的五点法面积井

网。试验区面积约为 0.04km^2 ，孔隙体积 $6.8 \times 10^4 \text{m}^3$ ，原始地质储量 $3.7 \times 10^4 \text{t}$ (表 7-5-1)。

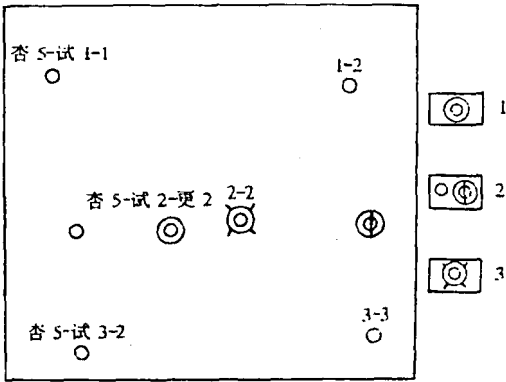


图 7-5-1 杏五区三元复合驱井位图

1—葡 I 及以下设计油水井；
2—表外储层设计油、水井；3—报废井

表 3-31 杏五区三元复合驱油试验基础数据

层位	面积 (km^2)	孔隙体积 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	地质储量 ($\times 10^4 \text{t}$)	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	有效透率 (μm^2)	变异 系数
葡 I 2_2		4.4	2.4	5.3	4.4	0.735	
葡 I 3_3		2.4	1.3	3.1	2.4	0.317	
合计	0.04	6.0	3.7	8.4	6.0	0.589	0.63

一、试验区地质特征

试验区构造比较平缓，断层较发育 (图 7-5-2)，主力油层葡 I 1-4 层属河流三角洲沉积体系中的分流河道沉积，将沉积单元由原来的葡 I 1、葡 I 2_1 、葡 I 2_2 、葡 I 3_2 、葡 I 3_3 等 5 个沉积单元细分为葡 I 1_1 、葡 I 1_2 、葡 I $2_{1上}$ 、葡 I $2_{1下}$ 、葡 I 2_2 、葡 I 3_2 、葡 I 3_3 等 7 个沉积单元。根据试验的需要，对葡 I $2_{1下}$ 、~葡 I 3_3 等 4 个单元的沉积特征和非均质性进行了详细

地描述，其中试验目的层葡 I₂、葡 I₃ 层分述如下：

葡 I₂ 单元：为三角洲下分流平原的沉积产物，砂体属于弯曲分流河道砂沉积。该层在试验区分布较均匀，厚度较大，钻遇率达 100%。平均砂岩厚度 5.3m，有效厚度 4.4m，有效渗透率 $0.735\mu\text{m}^2$ 。在试验区内注入井厚度较大（有效厚度 6.1m），渗透率为高渗透（ $0.821\mu\text{m}^2$ ），其周围 4 口油井的沉积厚度比较均匀，在 3.8~4.3m 之间（表 7-5-2）。

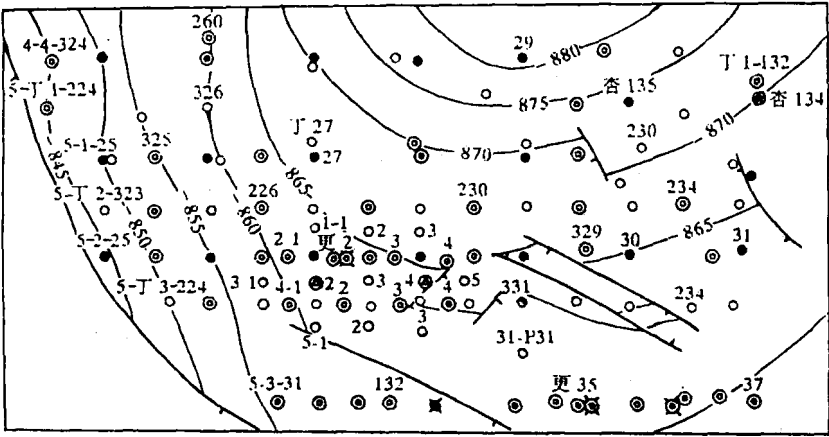


图 7-5-2 杏五区中块葡一组顶油层微型构造

表 7-5-2 杏五区三元复合驱试验葡 I₂、葡 I₃ 层基础数据

井 号	葡 I ₂ 层			葡 I ₃ 层		
	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	渗透率 (μm^2)	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	渗透率 (μm^2)
杏 5-试 1-1	5.4	4.1	0.500	2.2	1.8	0.429
杏 5-试 1-2	5.1	3.3	0.360	4.0	3.0	0.397
杏 5-试 2-更 2	7.4	6.1	0.021	2.8	1.6	0.312
杏 5-试 3-2	4.7	4.3	0.849	2.8	2.3	0.029
杏 5-试 3-3	3.8	3.8	1.096	3.7	3.2	0.393
平 均	5.28	4.42	0.735	3.1	2.38	0.317

注：储量参数：孔隙度 = 25.0%；含油饱和度 = 72.3%；原油相对密度 = 0.825；体积系数 (1/b) = 0.897

葡 I₃ 单元：为三角洲上分流平原的沉积产物，砂体属于高弯曲分流

河道沉积，河道砂体大面积分布，其内部有形状方向复杂的废弃河道和河间砂，由北向南由一个大的复合曲流带分为3个小的曲流带。因该种沉积类型的砂体以侧向加积为主，与低弯度河道砂体区别较大，点坝砂体规模也较大，整个区块有3个比较典型的点坝砂，其表面发育沟脊地形，即厚薄相间分布，点坝砂体平面形态受废弃河控制，等值线呈新月形，相邻的点坝之间的顺直河道砂体厚度一般相对较薄，其渗透率的分布规律与厚度基本相同。该单元在试验区内剩余油比较富集，沉积厚度相对变薄，平均砂岩厚度3.1m，有效厚度2.4m，有效渗透率 $0.317\mu\text{m}^2$ 。

试验目的层葡I₂、葡I₃，单井平均砂岩厚度8.4m，有效厚度6.8m，有效渗透率为 $0.589\mu\text{m}^2$ ，渗透率变异系数0.63（表7-5-1）。

该层是一套碎屑岩沉积，其岩石以长石-石英砂岩为主，岩性主要为细砂岩，含量为75.7%，其次为粉砂岩与中砂岩，含量分别为15.3%和5.1%，泥质含量较低，为3.9%，岩石胶结类型为接触式胶接，胶结物以泥质为主，颗粒分选中等，分选系数为1.7，粒度中值为0.16mm，岩石中的粘土矿物有高岭石、伊利石、绿泥石（表7-5-3）。

表7-5-3 杏五区三元复合驱试验岩心分析统计

层位	中砂(mm)		细砂(mm)			粗粉砂 (mm)	细粉砂 (mm)	泥质 (mm)	分选 系数	粒度 中值 (mm)	孔隙度 (%)	空气 渗透率 (μm^2)
	0.5~0.35	0.35~0.25	0.25~0.20	0.20~0.15	0.15~0.10	0.10~0.05	0.05~0.01	<0.01				
葡12	0.1	7.8	23.8	29.1	28.3	7.9	3.6	4.4	1.7	0.17	28.0	1769.5
葡13	0.0	2.2	12.3	24.4	38.4	14.4	4.6	3.7	1.6	0.14	27.6	1196.2

杏五区原始地层压力11.24MPa，饱和压力7.3MPa，地层温度48.9℃。原油以饱和烃为主，芳香烃次之，含少量的非烃及沥青质的石蜡基原油，原油比重 $0.798\text{g}/\text{cm}^3$ （地下），粘度为 $6.1\text{mPa}\cdot\text{s}$ （地下），凝固点27.3℃，原油含蜡量24.39%。

表 7-5-4 密闭取心井水洗状况

井 号	层 号	样 品 号	水洗程度	砂岩 厚度 (m)	有效 厚度 (m)	水洗 厚度 (m)	水洗 厚度 (%)	空气 渗透 率 (μm^2)	驱油 效率 (%)	采出 程度 (%)
杏 5-试 4-3	葡 I ₂ ₁	218-227	未洗	1.4	0.4			0.168		
		228-231	中洗	0.8	0.4	0.51	63.7	0.412	58.7	37.4
		218-231	全层	2.2	0.3	0.51	63.7	0.277		
	葡 I ₂ ₂	233-235	中洗	0.4	0.4	0.4	100.0	0.754	51.1	51.1
	葡 I ₃ ₂	256-257	未洗	0.2	0.2			0.112		
	葡 I ₃ ₃	258-272	未洗	2.19	1.59			0.555		
		273-278	弱洗	0.66	0.66	0.66	20.6	1.808	34.0	7.0
		279-283	中洗	0.57	0.57	0.57	17.8	2.291	39.0	6.9
		284-206	强洗	0.38	0.38	0.38	11.9	0.798	69.0	8.2
		273-206	水洗合计	1.61	1.61	1.61	50.3	1.764	43.3	2.2
		258-286	全层	3.8	3.2	1.61	50.3	1.232		24.3
杏 5-试 3-2	葡 I ₂ ₁ ~葡 I ₃ ₂	235-256	未洗	2.65	2.55					
		257-258	中洗	0.24	0.24	0.24	3.4	3.110	36.8	12.5
		259-269	强洗	1.71	1.51	1.51	21.6	2.780	61.0	13.2
		270-273	未洗					0.079		
		274-279	中洗	0.90	0.50	0.86	12.3	0.174	53.7	6.6
		280-284	弱洗	0.66	0.52	0.62	8.9	3.411	25.8	2.3
		205-288	强洗	0.56	0.50	0.56	8.0	3.354	59.9	4.8
		289-297	中洗	1.18	1.18	1.18	16.9	0.795	43.1	7.3
			未洗合计					0.415		
			中洗合计		3.93	2.28	32.6	0.864	47.0	15.3
			强洗合计			2.07	29.6	2.933	60.7	17.9
			水洗合计			4.97	71.0	2.190	50.0	35.5
			全层	8.8	7.0	4.97	71.0	1.480		35.5
	葡 I ₃ ₃	302-313	未洗	1.91	1.41			0.143		
		314-320	中洗	0.89	0.89	0.89	38.7	0.299	43.6	16.9
		302-320	全层	2.8	2.3	0.89	38.7	0.211		16.9

二、油层水淹特征及剩余油分布状况

试验区自 1968 年注水开发以来, 经历了基础井网和一次加密调整开采, 现已进入高含水开采阶段, 从试验区 1987 年完钻的 2 口密闭取心井资料和调整井水淹层解释资料可以看出, 葡 I₂ ~ 葡 I₃ 层水淹状况及剩余油分布有下述特点:

(1) 油层水淹厚度小, 水驱油效率低, 剩余油饱和度较高, 但葡 I₂ 单元与葡 I₃ 单元差别较大。

葡 I₂ 单元水洗厚度占总厚度的 51.58%, 驱油效率在 50% ~ 58.7% 之间, 采出程度在 35.5% ~ 37.0% 之间; 葡 I₃ 单元水洗厚度占总厚度的 39.06%, 驱油效率在 43.3% ~ 43.6% 之间, 采出程度在 16.9% ~ 24.3% (表 7-5-4)。

由调整井水淹层测井解释资料可知, 葡 I₂ 单元水淹厚度比例 67.9%, 葡 I₃ 单元水淹比例 66.1%, 比密闭取心井资料普遍偏高, 但总的看来水淹厚度不大, 剩余油饱和度较高 (表 7-5-5)。

表 7-5-5 杏五区三元复合试验区水淹状况统计

井 号	葡 I ₂						葡 I ₃					
	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	未水淹厚度 (m)	水淹厚度级别			砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	未水淹厚度 (m)	水淹厚度级别		
				低	中	高				低	中	高
杏 5-试 1-1	5.4	4.1				4.1	2.2	1.0			1.8	
杏 5-试 1-2	5.1	3.8	1.8			2.0	4.0	3.0	1.2			1.8
杏 5-试 2-更 2	7.4	6.1	0.5	1.0	1.4	3.2	2.8	1.6	0.2	1.4		
杏 5-试 3-2	4.7	4.3	2.9			1.4	2.8	2.3	1.3		1.0	
杏 5-试 3-3	3.8	3.8	1.4			2.4	3.7	3.2	1.8			1.4
合 计	26.4	22.1	6.6	1.0	1.4	13.1	15.5	11.9	4.5	1.4	2.8	3.2

(2) 油层呈多段水洗, 由上至下水洗程度升高, 剩余油多分布于油层中上部 (表 7-5-6)。

(3) 从平面上看, 整个区块剩余油比较少, 只分布在河间砂、废弃河道及注采不完善的井区。试验区西部葡 I₃ 单元为河间砂, 剩余油比较富集 (表 7-5-7)。

表 7-5-6 杏五区 2 口密闭取心井油层水洗状况

分段	厚度 (m)	水驱油效率 (%)
上部末水洗层	52.8	0
中部弱水洗层	6.5	34.0
下部中水洗层	21.9	44.0
底部强水洗层	18.8	62.3

表 7-5-7 调整井水淹层解释资料统计水淹厚度 (%)

层段	试 1-1	试 1-2	试 3-2	试 3-3
葡 I ₂	100.0	52.6	32.0	63.2
葡 I ₃	100.0	60.0	43.5	43.8

(4) 随着油田继续注水开发, 油层水淹厚度增大, 剩余油饱和度逐渐减少。试验区内 1993 年新钻一口杏 5-试 2-更 2 井水淹层解释资料可知, 油层总的水淹厚度百分比为 90.9%, 其中葡 I₂ 单元水淹厚度百分比 91.8%, 葡 I₃ 单元水淹厚度百分比为 87.5%。

三、试验方案要求

(一) 复合驱油体系配方

碱 (NaOH) 1.2% + 表面活性剂 (ORS + 41) 0.3% + 聚合物 (1275A) 1200mg/L。

(二) 注入过程设计

整个试验以前置水驱保护段塞 + 复合驱主段塞 + 后续聚合物阶梯式段塞 + 后置注水至综合含水 98% 时结束 (表 7-5-8)。

表 7-5-8 杏五区三元复合驱油试验方案

复合驱 配 方	注 入 过 程							年注 入速 度 (PV)	复合体 系目 标		开发指标	
	水驱 空白	三元复 合 驱	后 续 聚 合 物 阶 梯 段 塞			后 续 注 水	注 入 方 式		体系 粘度 (mPa·s)	界面 张力 (mN/m)	提高 采收 率(%)	增产 油量 ($\times 10^4$ t)
			第一段塞	第二段塞	第三段塞							
碱(NaOH) 1.2% + 表 活剂(ORS- 41)0.30% + 聚合物 (1275A) 1200mg/L	三 个 月	0.3PV	800mg/L 0.18PV	400mg/L 0.09PV	200mg/L 0.03PV	水驱至 经济界 线 (98%)	注入井 采用双 管分层 注入	0.4	17	10~3	18.83	0.7

具体过程如下：

- (1) 水驱空白阶段 3mon。
- (2) 复合驱主段塞用量为 0.3PV (PV 表示孔隙体积，下同)。
- (3) 后续聚合物阶梯式段塞总用量为 0.3PV，累积注入聚合物溶液 186mg/L·PV。

第一段塞浓度 800mg/L，注入 0.18PV，注聚合物溶液 144mg/L·PV。

第二段塞浓度 400mg/L，注入 0.09PV，注聚合物溶液 36mg/L·PV。

第三段塞浓度 200mg/L，注入 0.03PV，注聚合物溶液 6mg/L·PV。

- (4) 后续注水，水驱至经济界限 (含水 98% 结束)。

(三) 注入方式

为使三元体系正常分层注入，又避免聚合物剪切降解，对注入井 5-试 2-更 2 井，采取双管分层注入工艺。

(四) 注入速度

年注入速度为 0.4PV。为加快试验步伐，及改为 0.6PV。

(五) 三元复合体系目标

注入体系粘度在 $17\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以上，体系形成的界面张力在 10^{-3}mN/m 数量级的超低区域。

(六) 三元复合驱油开采指标预测

(1) 按上述方案实施，约注入 0.20PV 时含水下降，油井见效。

(2) 大约在注入 0.5PV 时，全区综合含水下降到最低点（84%左右）。下降幅度为 10%。

(3) 与水驱相比提高采收率 18.83 个百分点，增产油量 $0.7 \times 10^4\text{t}$ 。

第三节 方案的实施及效果

一、方案的实施情况

复合驱油现场试验自 1994 年 8 月开始，到目前已完成了后续聚合物阶梯段塞的注入过程，进入了后续水驱阶段，具体情况如下：

(一) 水驱空白阶段

1994 年 8 月—1995 年元月 28 日为水驱空白阶段，共注入 181d，累积注

入 1480m^3 ，占地下孔隙体积的 21.85%。其中葡 I₂ 层累积注入 9626m^3 ，占地下孔隙体积的 21.88%；葡 I₃ 层累积注入 5324m^3 ，占地下孔隙体积的 21.88%。

（二）复合驱主段塞注入阶段

1995 年元月 29 日—9 月 20 日为复合驱主段塞注入阶段，累积注入三元复合体系 25718m^3 ，占地下孔隙体积的 37.8%。其中葡 I₂ 层累积注入 18020m^3 ，占地下孔隙体积的 40.95%；葡 I₃ 层累积注入 7698m^3 ，占地下孔隙体积的 32.1%。注入体积中 NaOH 累积用量 337.66t，平均注入浓度 1.31%；聚合物累积用量 35.0/t，平均注入浓度 1400mg/L，表活剂（ORS-41）累积用量 82.98t，平均注入浓度 0.32%。

（三）后续聚合物阶梯式段塞注入阶段

1995 年 9 月 21 日—12 月 22 日为后续聚合物第一段塞的注入阶段，共注入 12455m^3 ，占地下孔隙体积的 18.3%。

1995 年 12 月 23 日—1996 年 2 月 6 日为后续聚合物第二段塞注入阶段，共注入 6360m^3 ，占地下孔隙体积的 9.3%，累积聚合物有效用量 5.355t，平均注入浓度 841mg/L，葡 I₂ 层累积注入 4659m^3 ，占地下孔隙体积的 10.58%；葡 I₃ 层累积注入 1701m^3 ，占地下孔隙体积的 7.08%。

1996 年 2 月 7 日—2 月 21 日为后续聚合物第三段塞注入阶段，共注入 2084m^3 ，占地下孔隙体积的 3.06%，累积聚合物有效用量 0.963t，平均注入浓度 462mg/L，葡 I₂ 层共注入 1556m^3 ，占地下孔隙体积的 3.53%；葡 I₃ 层共注入 528m^3 ，占地下孔隙体积的 2.2%，聚合物后续段塞累积注入 20899m^3 ，占地下孔隙体积的 30.7%，累积聚合物用量 21.94t。

截止 1996 年 2 月 21 日，三元复合体系及聚合物后续段塞累积注入 46617m^3 ，占地下孔隙体积的 68.55%，其中葡 I₂ 层累积注入 33431m^3 ，占地下孔隙体积的 75.98%；葡 I₃ 层累积注入 13186m^3 ，占地下孔隙体积的 54.94%。

自 1996 年 2 月 22 日进入后续水驱，到 3 月末累积注水 4582m^3 （表 7-5

-9)。

表 7-5-9 杏五区三元复合驱段塞注入情况

段 塞	注入天数 (d)	累 积 注 入 量 (m ³)			注 入 PV			累 积 用 药 量 (t)		
		葡 I ₂	葡 I ₃	全 井	葡 I ₂	葡 I ₃	全 井	聚合物	碱	表面活性剂
水驱空白	181	9626	5324	14868	0.2188	0.2181	0.2185			
复 合 驱 主 段 塞	235	18020	7698	25718	0.4095	0.3208	0.3782	35.01	337.66	82.98
聚合物后 续 段 塞	71	6968	2442	9410	0.1583	0.1017	0.1384	11.60		
复合段塞 + 聚合物 后续段塞	306	24988	10140	35128	0.5679	0.4225	0.5165	46.61	337.66	82.98

二、试验效果

(一) 注入井动态变化特点

(1) 水驱空白阶段注入压力低，放大余地大，可以满足复合体系的需要 (表 7-5-10)。

表 7-5-10 杏五区三元复合驱注入能力变化

层 号	水 驱 空 白 阶 段 (1994.8~1995.1)			注 入 复 合 体 系 初 期 (1995.2~3)			注 入 复 合 体 系 阶 段 (1995.4~8)			注 聚 合 物 阶 段 (1995.9~目前)		
	注 入 压 力 (MPa)	注 入 量 (m ³)	视 吸 水 指 数 (m ³ /(MPa·d))	注 入 压 力 (MPa)	注 入 量 (m ³)	视 吸 水 指 数 (m ³ /(MPa·d))	注 入 压 力 (MPa)	注 入 量 (m ³)	视 吸 水 指 数 (m ³ /(MPa·d))	注 入 压 力 (MPa)	注 入 量 (m ³)	视 吸 水 指 数 (m ³ /(MPa·d))
葡 I ₂	7.0	57	8.14	7.0	59	8.42	8.8	103	11.7	9.6	103	10.7
葡 I ₃	10.6	35	3.3	11.0	39	3.54	12.2	39	3.19	12.9	36	2.79

杏 5-试 2-更 2 井，注入目的层葡 I₂、葡 I₃ 层采用双管分注，于 1994 年 8 月至 1995 年元月 28 日注入清水，为水驱空白阶段，在此期间，葡 I₂ 层平均注入量为 57m³ 左右，注入压力 7.0MPa；葡 I₃ 层平均注入量在 35m³ 左右，注入压力为 10.6MPa，与油层破裂压力 14.0MPa 相比，两个层均

可放大压差，满足注入复合体系的需要。

(2) 注入三元复合体系初期，注入压力基本不升，油层吸水能力有增加趋势。

1995年元月29日至3月末，各层注入压力基本未升，视吸水指数有增加趋势，说明油层吸水能力增强，与水驱空白阶段相比，葡Ⅰ₂层注入压力7.0MPa没变，注入量由57m³到59m³。视吸水指数由8.14m³/ (MPa·d)增加到8.42m³/ (MPa·d)。葡Ⅰ₃层注入压力略有上升，为11.0MPa，注入量也略升为39m³，视吸水指数由3.3m³/ (MPa·d)增加到3.54m³/ (MPa·d)。这种变化特点，与碱及表面活性剂对油层有增注作用有关。

(3) 随着注入量增加，对于油层性质、水淹状况不同的油层，其注入压力及吸水能力变化也不相同。

杏5-试2-更2井葡Ⅰ₂层油层性质好，砂岩厚度7.4m，有效厚度6.1m，油层为正韵律，底部高渗透，渗透率在1.2μm²以上，中上部为中渗透，渗透率渐变为0.35μm²，水淹状况是底为高水淹、中部中水淹、上部低水淹、顶部未水淹。于1995年4月，为了加快试验步伐，提高了注入速度，同时提高了葡Ⅰ₂层的注入量，日注入量提高到103m³，注入压力提到8.8MPa，视吸水指数增加到11.7m³ (MPa·d)，直到1995年9月20日注入三元体系期间，注入量、注水压力以及视吸水指数基本未变。

葡Ⅰ₃层油层性质差、厚度小、水淹程度低。

该层从水驱空白阶段一直到三元复合体系驱注主段塞结束，注入量在35~40m³，注入压力基本未变。随着注入时间延长，注入压力开始上升，由初期11.0MPa上升到12.2MPa。视吸水指数下降，由3.54³/ (MPa·d)降到3.19m³ (MPa·d)。

分析2个层变化特点，不同的主要原因是由油层性质决定的，对于高渗透，油层性质好的层孔隙喉道大，三元复合体系容易通过，反之亦然。而对于油层条件差、孔隙喉道小、三元复合体系流过后会增加渗流阻力，导致吸入能力下降。

(4) 在相同注入粘度下，注聚合物溶液与注三元复合体系相比，注入压

力升高, 油层吸入能力下降。

自 1995 年 9 月 21 日起注聚合物溶液, 注入粘度同为 $17 \sim 20 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 之间, 葡 I₂ 层注入压力升到 9.6 MPa , 上升了 0.8 MPa , 视吸水指数降到 $10.7 \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{d})$, 下降了 $1.0 \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{d})$; 葡 I₃ 层注入压力升到 12.9 MPa , 上升了 0.7 MPa , 视吸水指数下降到 $2.79 \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{d})$, 下降了 $0.4 \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。

(二) 采油井动态变化特点

(1) 含水下降, 产油量上升。

试验区 4 口井单井见效后, 含水最低时与见效前对比, 日产油由 12 t 上升到 59 t , 日增油 47 t , 综合含水由 96.9% 下降到 82.9% , 下降了 14.0 个百分点 (表 7-5-11)。

表 7-5-11 杏五区三元复合驱油井见效情况

井 号	见 效 前			见 效 后 (含水最低值)			目 前 (1996.3)		
	日 产 液 (t)	日 产 油 (t)	含 水 (%)	日 产 液 (t)	日 产 油 (t)	含 水 (%)	日 产 液 (t)	日 产 油 (t)	含 水 (%)
杏 5-试 1-1	87	7	91.4	75	14	81.2	75	14	81.2
杏 5-试 1-2	135	0	99.9	116	9	92.3	116	9	92.3
杏 5-试 3-2	39	5	86.4	43	19	68.8	41	8	80.6
杏 5-试 3-3	133	0	99.9	110	17	84.8	110	17	84.8
合 计	394	12	96.9	344	59	82.9	342	48	85.9

(2) 油井见效后, 产液指数下降, 随着采出液中聚合物含量增加, 产液量也逐渐下降。但含水下降幅度对产油量的影响更大, 产油量明显增长。

4 口采油井 1995 年上半年与水驱空白阶段相比, 产液指数由 $10.61 \text{ t} / (\text{MPa} \cdot \text{d})$ 下降到 $6.56 \text{ t} / (\text{MPa} \cdot \text{d})$, 下降了 38% ; 至下半年, 产液指数进一步下降至 $4.79 \text{ t} / (\text{MPa} \cdot \text{d})$, 累计下降了 45% ; 4 口井自 1995 年 3 月末开始见效, 7 月份采出液基本都见到聚合物, 这时各井采液量开始下降。1996 年 3 月底与 1995 年 3 月对比, 日产液由 416 t 下降到 342 t , 下降了 17.79% , 综合