

扶余砂岩裂缝油藏的注水开发

陈 炎 珍

(吉林油田研究院)

摘 要

扶余油田是一个低渗透、中高粘度的砂岩裂缝性油藏,油层埋藏浅,天然能量不足。1970年以溶解气驱方式投入开发,1973年开展注水,1982年进行全面调整。

针对油田地质特点及开发中出现的问题,采取了如下做法,并获得成功:

1. 积极注水补充能量,扭转了溶解气驱开发阶段产量、压力急剧下降的被动局面,并继续逐步恢复油层压力。

2. 上覆泥岩异常发育的垂直裂缝及水平层理,构成良好的破碎渗透带,在注水压力过高的情况下,水窜入这些泥岩中造成泥岩膨胀,引起大批套管变形,严重影响油田生产。注水中严格控制注水压力,并采取综合措施,减缓套管变形。

3. 利用密闭取心井及更新井资料,研究油层的水洗状况、储量动用程度和剩余油分布。由此将调整井布在剩余油最多的位置,并射开剩余油较多的中低含水层生产,提高了水驱储量动用程度。

4. 根据油层裂缝发育特点,采用线状注水。恢复了油层压力,避免了裂缝水窜,取得了较好效果。

油 藏 地 质 特 点

扶余油田为一个背斜型的层状砂岩裂缝油藏,含油面积84平方公里,地质储量1.3亿吨,主要开采目的层为下白垩系泉头组第四段即扶余油层。

油田主要地质特点:

1. 油层埋藏浅,油水分布规则

扶余油层埋藏深度320~500米,原始油层压力40~44大气压,油层温度32~35℃。

油藏无气顶,无夹层气与夹层水,边水不活跃,油水界面比较规则,一般为海拔-320米,东部稍高。

2. 断层多,裂缝发育

含油面积由发育142条正断层,断层走向为北北东和北北西两组,把背斜构造切割成11个区块,断层性质基本封闭。

含油层段裂缝发育。据24口井1740.45米岩心观察统计,有垂直裂缝和斜裂缝492条,属张性构造裂缝。裂缝分布密度与岩性关系密切,泥岩中平均每米有裂缝0.11条,砂岩中有0.32条,钙质砂岩中1.24条。

上覆盖层青山口组底部的泥页岩中裂缝更发育。在207.57米岩心中有裂缝465条, 平均每米2.2条。加上泥页岩异常发育的层理和页理, 构成良好的破碎渗透带。裂缝分布密度详见表1。

表 1 扶余油田不同岩性裂缝密度统计表

地 层 名 称	岩 性	岩 心 长, 米	裂 缝 条 数, 条	分 布 密 度, 条/米
青山口组底部	泥 页 岩	207.57	456	2.197
泉头组第四段	泥 岩	988.75	111	0.111
	砂 岩	603.47	196	0.325
	钙质砂岩	148.23	185	1.245
	合 计	1740.45	492	0.225

3. 油层多, 分布稳定

扶余油层按沉积旋回划分为四个砂岩组, 共13个小层。除1号小层不发育外, 有50%的小层分布面积在油田面积的50%以上。各小层中以4、7、9、11、12号小层最好, 是开发的主力油层。各砂岩组之间泥岩隔层分布也很稳定, 厚度均在2米以上。

油层有效厚度一般6—18米, 平均10.3米。

4. 渗透率低, 原油粘度较高

油层孔隙度22—26%, 空气渗透率100—300毫达西, 平均180毫达西, 原始含油饱和度73%。

地下原油粘度19—31厘泊; 原始油气比17—21方/吨; 凝固点17—21℃, 比重0.868; 含蜡量18~23%; 饱和压力36大气压, 原始油藏压力44大气压。开采过程中边水的活动比较微弱。

综上所述, 扶余油田是一个油层埋藏浅, 天然能量不足的低渗透、中高粘度的裂缝砂岩油藏。

油 田 开 发 简 况

扶余油田发现于1959年, 经过详探及试采, 于1970年以溶解气驱方式投入全面开发, 采用三角形井网, 150—200米井距, 一套开发层系, 抽油生产。

1973年转为注水开发, 采用反九点法面积注水及类三排行列注水方式, 沿东西方向部署注水井排, 按四个砂岩组分层注水, 扭转了溶解驱开发阶段产量、压力急剧下降的被动局面, 收到了良好注水开发效果, 1978年年产量达到历史最高水平134.6万吨。但同时又出现了新的矛盾和问题, 主要是大批油水井套管变形和水驱动用状况不好, 产量又逐年下降。至1981年已降到96.2万吨, 平均每年降产12.8万吨。

1982年全面开展了以提高水驱动用程度为目标, 以井况、注水方式及层间调整为主要内容的调整工作。按照先肥后瘦的原则, 重布一套井网, 从1982年起每年打井300口, 用三年时间将油田调整完毕, 取得了显著的调整效果。调整第一年产量开始稳定, 第二年即上升至102

万吨，第三年（1984）继续稳产，出现了高产稳产的好形势。

截止1984年底，油田动用面积79.5平方公里，动用地质储量1.2631亿吨。注水区面积70.8平方公里，占动用面积的89.1%。注水区储量1.15亿吨占动用储量91%。共有油井2554口，注水井691口，注采井数比1:3.7。累计产量1787.6万吨，累计注水4264.8万方，累计注采比1.06，采出程度为14.15%，综合含水73.4%，采油速度0.81%。

油田注水开发的经验及认识

1. 积极注水补充能量，并逐步恢复油层压力

油田从1970年到1973年为溶解气驱开发阶段，四年内产量递减很大，平均自然递减率43.1%，综合递减率25.4%，单井平均日产油从1970年5.6吨下降到1973年2.4吨。地层压力从原始压力44大气压降到24大气压。产量和压力的急剧下降，效果很差。

1973年油田开始全面转入注水开发。注水初期注采比小于1，产量、压力继续下降。1974年加强注水后，注采比提高到1.3以上。由于扶余层状砂岩油藏油层分布稳定，有利于注水开发，注水的效果逐渐明显：单井日产由1974年2.02吨上升到1977年2.66吨，年产油由1975年111.2万吨上升到1978年134.6万吨；1974年到1978年五年平均自然递减率11.5%，综合递减率5.5%；地层压力下降变缓并趋于稳定，1978年后逐步回升至转注时水平—24大气压。详见扶余油田产量、压力变化表（表2）。

表2 扶余油田产量、压力变化表

项 目 \ 年 份	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
年 产 油, 万吨	84.6	114.3	128.7	133.7	115.6	111.2	122.8	132.6	134.6	128.0	111.9	96.2	95.9	102.0	102.7
单 井 日 产, 吨	5.60	3.91	3.00	2.38	2.02	2.08	2.48	2.66	2.49	2.24	1.98	1.69	1.60	1.46	1.45
地 层 压 力, 大气压	44.0	30.4	26.1	23.9	21.5	21.7	20.9	21.9	20.4	22.3	23.0	23.9	23.5	23.0	23.5
自然递减率, %		71.5	24.0	33.8	15.7	4.2	16.2	4.6	17.0	19.1	21.3	26.4	21.4	8.18	10.45
综合递减率, %		39.4	9.0	27.9	11.3	5.6	4.0	-2.1	8.6	15.4	14.6	23.4	15.4	1.97	2.21

根据油田调整前水驱特征曲线及溶解气驱理论计算，注水收到了如下效果（参见图1）。

第一，如果不注水，预计1981年产量只有20—30万吨，地层压力只剩下7—10大气压。注水后实产96万吨，地层压力23.9大气压。注水八年比不注水多产原油约500万吨。

第二，扶余油田溶解气驱开发采收率仅10%，注水后可以达到20%以上，提高一倍多。由此说明，积极注水补充地层能量，是扶余层状砂岩油藏行之有效的好的开发方式。

继续注水进一步恢复地层压力，提高生产压差，将使油井获得旺盛的生产能力，使油田继续保持高产稳产。

2. 严格控制注水压力，积极采取防止套管变形的综合措施

(1) 大批油水井套管变形，成为注水后影响油田高产稳产的主要问题。

1974年油田加强注水后，油水井套管变形问题突出了。至1981年8月（油田调整前），油水井套管变形已达1064口，占油水井总数40.5%。套管变形使油井不能分层作业，水井不能

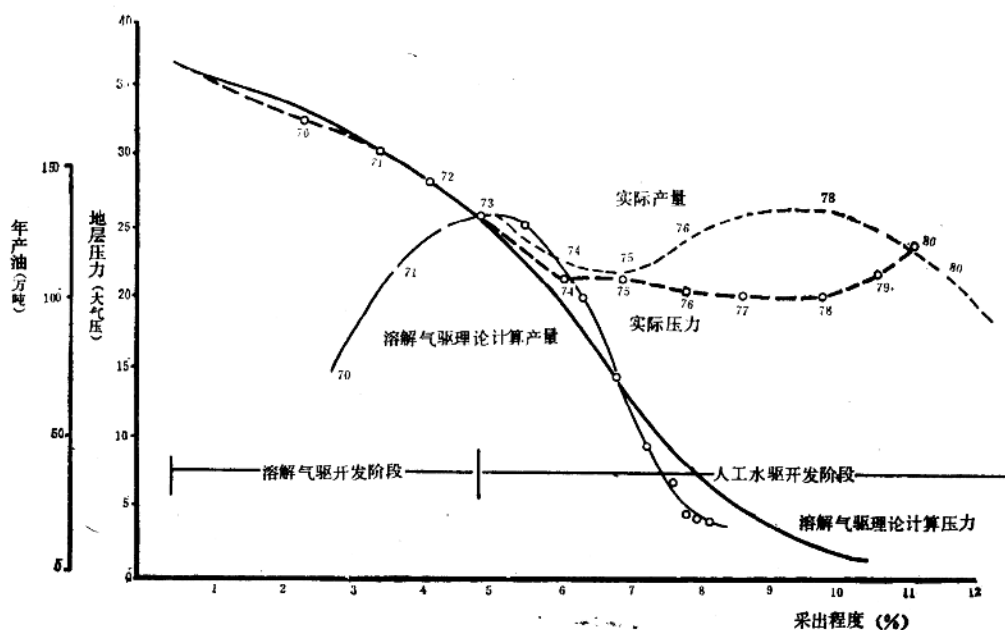


图1 溶解气驱与注水开发对比曲线

分层注水，甚至停产、停注，使油田失去高产稳产的基础。

(2) 套管变形与上覆泥岩水窜关系密切。

1) 油层上覆盖层青山口组底部泥页岩中(以后简称b/a界限),有着异常发育的水平层理和垂直裂缝,构成了良好的破碎渗透带,使b/a界限具备了水窜的条件,这是非油层水窜的内因。

2) 根据108口注水井吸水剖面资料统计,有48口井在b/a界限显示吸水。根据注水区的100口更新井资料统计,有60%在钻进过程中发生涌水现象,涌水深度为200—300米(上覆泥岩层位置)。证明注入水确实窜入了上覆泥岩中。

3) 根据524口通过打铅印和微井径测量,获得套管位置的资料统计:有24%的变形点集中于b/a界限上下10米范围内,有52.4%的变形点在b/a界限上下30米范围内,而在b/a界限上下90米之外的变形点仅占10%。说明变形位置的分布集中于b/a界限附近。详见不同深度变形点统计表(表3)及图2。

表3 不同深度变形点统计表

项 目	距 离 (米)	10	10	30	50	70	90	110	130	150	170	190	210	230
		10	}	}	}	}	}	}	}	}	}	}	}	}
			30	50	70	90	110	130	150	170	190	210	230	250
b/a 界限 以上	129	120	45	40	17	15	11	4	2	3	2	3	1	
b/a 界限 以下		32	34	36	29	10	1	1	1					
累 计 变 形 点	129	281	380	436	482	507	519	524	527	530	532	535	536	
平均每米变形点	6.5	3.8	2.0	1.8	1.2	0.6	0.3	0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	

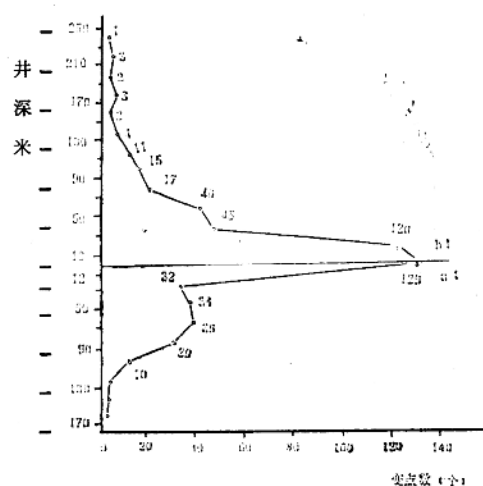


图2 524口井变形位置分布图

用套铣的办法从六口变形井中取出套管后,经过观察统计,也有62.5%的变形点集中于b/a界限附近,而且在每口井都有2个以上变形点的情况下,套管变形最严重位置与b/a界限的距离大多不超过20米,进一步证实套变距b/a界限越近越严重。详见取套井变形位置统计表(表4)。

表4

取套井变形位置统计表

井号 \ 层位	姚家组	青二段	青一段	泉四段	全井	套变最严重 距b/a界限,米
中4—16	1	5	6		12	13.19
中133		1	2		3	10.29
中166		1	1		2	16.76
中163		1	4		5	10.0
中177		1	3	1	5	60.50
中180			4	1	5	5.51
合计	1	9	20	2	32	
占%	3.1	28.1	62.5	6.3	100	

由此可见,套管变形确实与上覆泥岩水窜关系密切。因而,只有防止上覆泥岩水窜才能防止套管变化。

(3) 注入压力过高是套管变形的根本原因

1) 套管外串槽是注入水窜入上覆泥岩的通道。

根据61口注水井找串资料,套管外串槽井占83.6%,说明大部分水井具备注入水上窜的通道。另外在油田生产中还出现大量套管外返水现象,据240口套管外返水井统计,返出水中均不含油。部分油井产出油中不含水,而套管外大量返水。说明返至地面的水并未经过油层,而是通过套管外串槽,窜入上覆泥岩,再返出地面的。

2) 通过注入压力与套管变形关系的研究, 认识到注入压力过高引起注入水窜入上覆泥岩, 是套管变形的关键。据统计, 注入压力低于35大气压(井口), 基本未发生套管变形。当注入压力达到35~40大气压后, 套管变形井数猛增, 见图3。

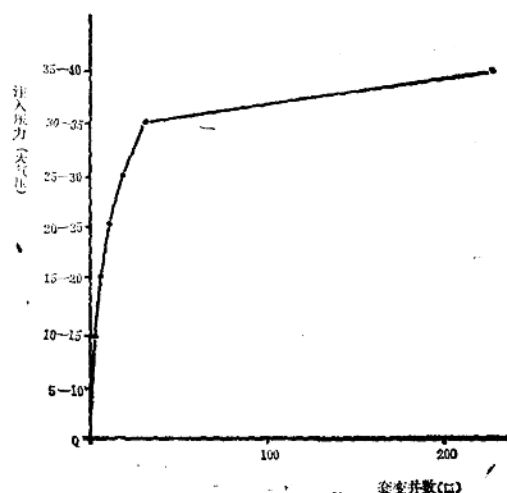


图3 扶余油田套管变形与注入压力关系曲线

综上所述, 注入压力过高是套管变形的根本原因。控制注入压力、防止注入水窜入, 是防止套管变形的关键。

(4) 积极采取防止套管变形的综合措施, 有效控制了套管变形速度。

表5 套 变 井 统 计 表

年 份	项 目	油 井 累 计 变 形	注 水 井 累 计 变 形	油 水 井 合 计	平 均 月 增 变 形 井	年 增 变 形 井
1974		10	1	11	0.92	11
1975		99	24	123	9.3	112
1976		205	39	244	10.1	121
1977		325	60	385	11.8	141
1978		511	105	616	19.3	231
1979		650	150	800	15.3	184
(1-7)		(784)	(175)	(959)	(22.7)	
1980		813	181	994	16.2	194
1981		879	200	1079	7.1	85
1982		916	214	1130	4.3	51
1983		957	222	1179	4.1	49
1984		981	224	1205	2.2	28

1) 为防止注入水上窜, 于1980年普遍采取了停注 I 砂组, 停注有害无益注水井和控制注入压力的办法, 切断或减少上窜的水源。

2) 油田调整后采取继续停注 I 组等综合防变措施。新注水井暂不射开 I 砂组; 新钻油水井在容易发生套变部位下双层套管及套管外封隔器并采用钻井前老注水井提前停注及用早强水泥固井等措施, 保证固井质量优等, 保证注入水不上窜。

采用了上述措施, 显著减缓套变发展速度: 月套变井数由1980年1—7月的22.7口减少到1980年下半年每月7口, 82年83年降为每月4口, 84年继续降至每月2.2口。详见表5。至今, 调整区新井仍未发现套管变形。

3. 加强钻井, 不断提高水驱动用程度, 改善开发效果

(1) 由于非均质等因素的影响, 油层动用很不充分。根据扶余油田水驱特征曲线计算, 水驱动用程度仅57.8%, 有近一半的储量未充分动用。

(2) 应用密闭取心井资料, 研究油层水驱动用状况及剩余油分布。

1979年在油田西三站(采出程度22.5%, 综合含水70.4%) 0.011平方公里内, 钻密闭取心井5口。据岩心分析资料统计, 水洗厚度只占45.4%, 也有近一半的厚度未受水洗。见检查井水洗厚度统计表(表6)。

表6 检查井水洗厚度统计表

井 号		检 6	检 7	检 8	检 9	检 10	合 计
油 层	层 数	14	7	9	10	11	51
	厚 度, 米	20.9	19.2	19.5	19	19.5	98.1
水 洗	层 数	8	6	6	5	6	31
	厚 度, 米	5.9	9.4	12.4	8	8.8	44.5
水洗厚度占油层厚度, %		28.2	48.9	63.5	42.1	45.1	45.4
驱油效率, %		26.6	15	26.4	23.4	30.7	24.4
未水洗油层厚度, 米		15	9.8	7.1	11	10.7	53.6

根据五口检查井水洗厚度及其相对位置编制油水分布图(图4), 五口检查井区注水体积波及系数48%, 并看出, 距离油井越近水淹厚度越小, 而处于水井排中间的检6井, 水淹厚度又小于注水井附近的检查井。

(3) 应用注水区更新井资料, 研究油层水驱动用状况及剩余油分布

1) 46口在高含水区或高含水井、水淹井附近的更新井资料, 同样表明油层动用程度低、剩余油潜力大, 有52.4%的油层基本未受水洗, 见表7。

2) 更新油井射开剩余油较多的中低含水层生产, 射孔厚度比老井少, 但产量比老井高, 含水比老井低。并且更新井投产后老井产量基本不影响, 充分反映了中低含水层的生产潜力。1980年在老井原井场更新的15对双眼井及14口老井停产、更新井生产的资料, 具体说明了中低含水层的生产潜力, 见表8。

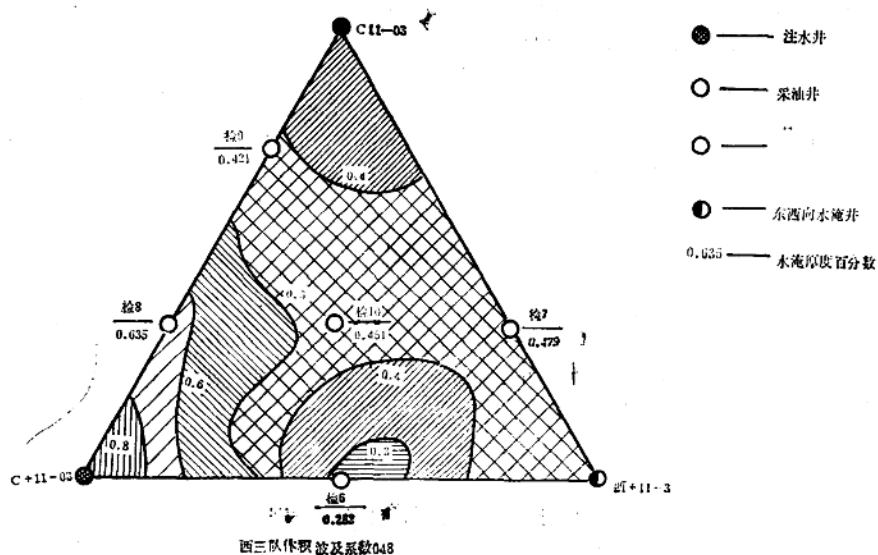


图4 检查井水淹厚度分布图

表7

更新井油层水洗状况表

区 块		西一站	西三站	西四站	西八站	东二站	中三、四站	合 计
总 厚 度		125	74.4	62	30.8	148.6	1012.3	1453.1
低含水	厚 度, 米	57.2	32.3	32.6	15.6	71.8	552.1	762.1
	(%)	45.8	44.1	52.7	50.6	48.3	54.5	52.4
中含水	厚 度, 米	6.6	8.4	6.6		34.2	142.8	198.6
	(%)	5.3	11.3	10.6		23.0	14.1	13.7
高含水	厚 度, 米	4.8	4.6	4.6	15.2	9.2	111.0	149.4
	(%)	3.8	6.2	7.4	49.4	6.2	11.0	10.3
水淹层	厚 度, 米	56.4	28.6	18.2		33.4	206.4	343.0
	(%)	45.1	38.4	29.3		22.5	20.4	23.6
更新井数, 口		4	3	2	1	4	32	46
钻井更新时	采出程度, %	14.4	24.35	14.3	15.75	17.95	20.4	14.3~24.35
	含 水, %	51.5	75	44.9	64	61.7	59.9	44.9~75

表 8

新老井生产对比表

分 类	老 井				新 井			
	井 数	单井射开厚度 米	日产油 吨	含 水 %	单井射开厚度 米	日产油 吨	含 水 %	备 注
双井眼同时生产	15对	34.3	1.4	70	10.7	2.8	40.0	初期含水30%
老井停产	14口	27.3	停产前 1.4	49.8	14	1.7	28	表中为实产油量

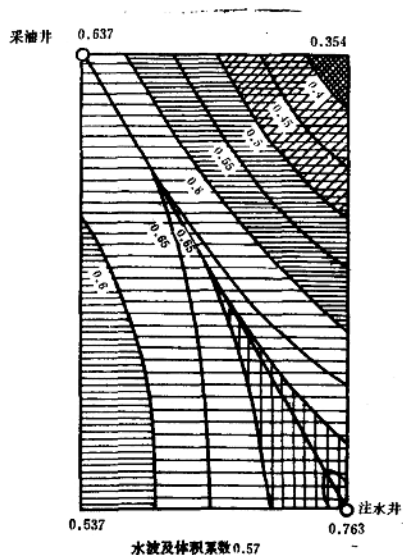
3) 1981年在中三、四站钻更新油井 25 口, 更新水井 15 口。根据新井油层水洗程度统计, 注水井的水洗厚度为 76.3%, 大于采油井 63.7%。水淹厚度为 40.9%, 也大于采油井 23.6%。见表 9。

表 9

中三、四站油水井水洗状况表

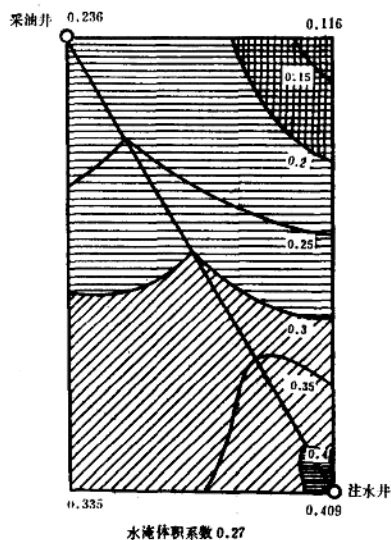
井 别	井 数 口	低含水层		中含水层		高含水层		水 淹 层		厚 度 合 计 米
		厚 度 米	%	厚 度 米	%	厚 度 米	%	厚 度 米	%	
油 井	25	454.4	55.3	113.8	13.9	82.2	10.0	171.2	20.8	821.6
水 井	15	109.8	23.7	86.4	18.6	77.8	16.8	189.8	40.9	463.8

按照井的相对位置编制油水平面分布图 (图 5) 得到两口水井中间位置的水洗厚度为 53.7%, 两口油井中间为 35.4%。由此可见, 两口油井中间的水驱动用程度最低, 剩余油最多, 是钻调整井的最有利位置。



A

中三四站水洗厚度分布图



B

中三四站水淹厚度分布图

图 5

(4) 为提高水驱动用程度，油田在调整井况钻更新井时，将油井布在剩余油最多、水洗程度最低的位置，即两口老油井中间。同时新钻井网加强了中低含水层的动用：油井射孔时避开高含水层及水淹层，水井射开层与油井射开层位相对应；对于中低含水层厚度大于12米的区块，可考虑分层组投产，优先投产低含水层。

由此获得了提高水驱动用程度的效果。利用水驱特征曲线计算，油田调整最早、效果最好的82年调整区，水驱动用程度可由58.1%提高到95.3%，增加37.1%。采收率由25%提高到34.6%，增加9.6%，见图6。全油田水驱动用程度可由57.8%提高到76.9%，增加19.1%，预计采收率将由22.9%提高到27.7%，增加4.8%，见图7，大大改善了开发效果。

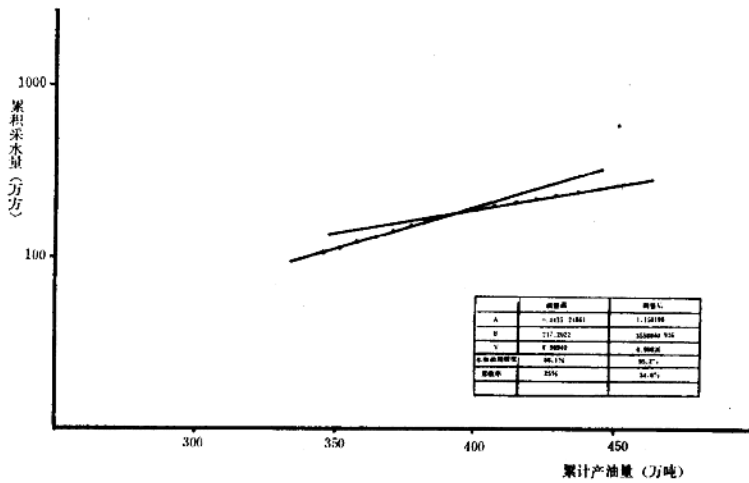


图6 扶余油田水驱特征曲线(82年调整区)

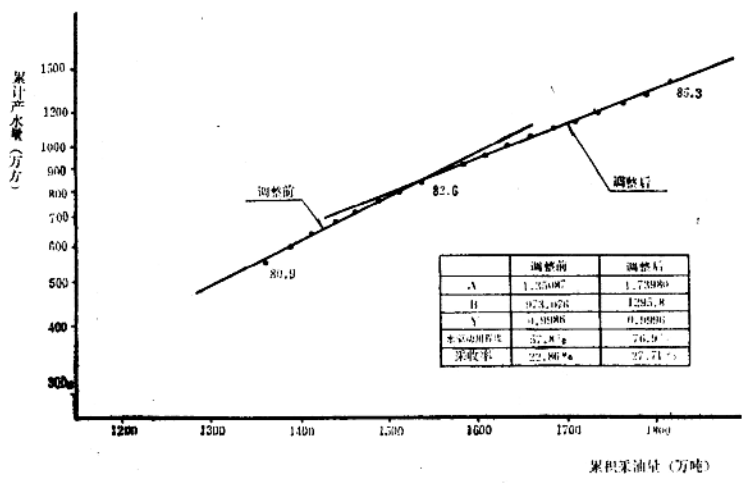


图7 扶余油田水驱特征曲线

4. 根据油田地质特点采用线状注水

注水实践及岩心观察资料证明,油层普遍存在东西向垂直裂缝,使东西向渗流阻力减少。例如油田注水后,位于注水井东西方向的油井普遍水淹较快。当东西向油井水淹64.5%时,南北向油井仅水淹6.7%。又如三口位于东西方向、井距150米的注水井中70、中71、中72井,关井后压力同步下降,见图8。可见东西向渗流阻力甚小,几乎串通。

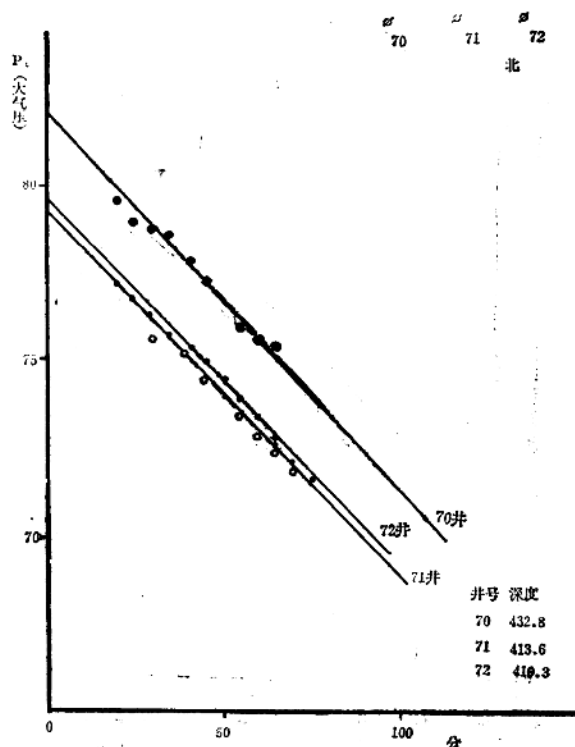


图8 中70、71、72井压降曲线

南北向渗流阻力则大得多。从注水井到南北向油井的压力降达80大气压以上,平均每米0.5—0.64大气压。西三站检查井区测压资料表明,南北向的压力降主要在油井附近,见图9。

根据东西向渗流阻力小、南北向渗流阻力大的地质特点,沿东西向布注水井排,开展线状注水是有利的。

实践证明,线状注水波及系数大,地下存水量多,有利于较快恢复地层压力。例如,油田注水后自然形成的两个局部线状注水区(西区1排块及中区86排块),各项开发指标均高于相邻区块,见表10。东一站线状注水试验,一年即显示了良好的效果,单井日产油由3.9吨上升到5.2吨,全站日产由118吨上升到126吨。充分证明了线状注水是适宜扶余油田地质特点,满足补充能量、恢复油层压力的较好的注水方式。

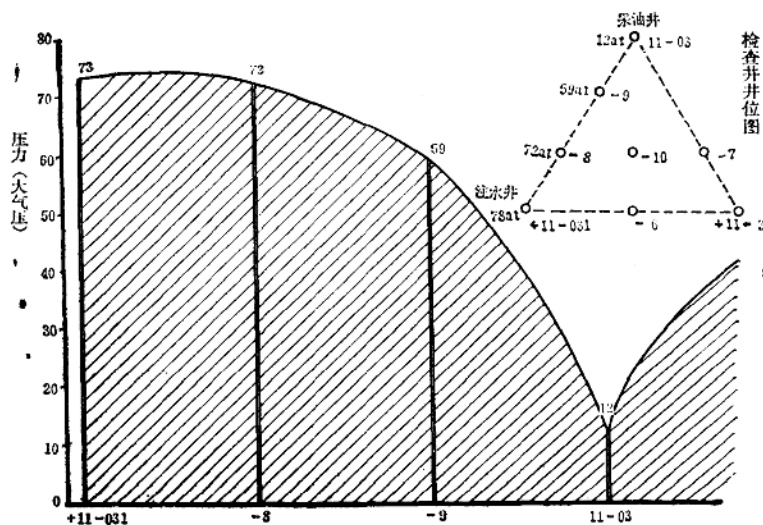


图9 检查井压力分布图

为此油田全面调整时,在原注采井网的基础上,全部调整为线状注水。考虑南北向渗流阻力大,东西向渗流阻力小的特点,油井排按新老井1:1布井,注水井排新井可以适当加大井距。

表10

不同注水方式开发指标对比表

项 目	对比区块 注水方式	(一)		(二)		全油田	统计日期
		中88排块	中四站	西1排块	西三站		
		线状	行列	线状	反九点		
地层压力, 大气压		35.9	28.3	58.4	30.0	21.9	至79年末
波及系数		0.723	0.465	0.99	0.282	0.282	"
采出程度, %		28.5	17.6	30.9	23.5	11.0	至80年6月
含水上升率, %		4.24	7.59	2.72	5.03	8.01	注水阶段至80.6
采油速度, %		1.79	1.05	2.45	1.86	0.93	至80年6月
单井日产, 吨		5.1	2.5	7.1	4.9	2.2	79年
动用储量/地质储量		0.95	0.56	1.21	0.73	0.46	80年6月

结 束 语

扶富油田注水开发实践表明:

1. 人工注水补充能量是砂岩油藏,特别是天然能量不足的油藏,行之有效的好的开发方式。

2. 注水开发过程中,需要在提高水驱动用程度上不断下功夫,才能不断改善开发效果,提高最终采收率。除了分层注水、分层采油等分层作业措施外,在剩余油饱和度最高的地区钻调整井、射开中低含水层生产是提高水驱动用程度最有效的措施。

3. 注水开发中必须因地制宜严格控制注水压力,防止注入水乱窜引起套管变形或其他水害。

4. 裂缝发育的油藏,可以利用裂缝特点,因势利导采取线状注水方式,按裂缝方向布置注水井排。