

多盐断块油田

地质特点与注水开发实践

杨寿山

(江汉石油管理局勘探开发研究院)

摘 要

处于盐湖断陷盆地的油田,兼受断层和岩盐两方面的影响,有独特的地质特点。在油田注水开发过程中有特定的开采规律和特殊的问题。不利的方面是结盐结膏,腐蚀严重;有利的方面是反韵律油层波及状况好,盐水驱油效率高。对多盐陡构造油藏进行边缘注水开发,有突出的优越性。针对多盐断块油田的地质特点,采取相应的合理开发和对策,在江汉油区取得良好效果。

引 言

江汉油区处于盐湖断陷盆地中,地层水矿化度特高,油层上下都有大段岩盐存在,油层内也含有大量可溶性盐类,加以受到多条断层切割,增加了认识油层和开发油藏的复杂性。本文分析了多盐断块油田的地质特点,总结了开发这种特殊油藏的有关经验,旨在为开发好同类油田提供借鉴。

盐湖沉积油藏的地质特点

江汉油区处在一个单向多物源供给的箕状断陷盐湖盆地中。在盆地西、北部边缘以砂岩沉积为主,粗碎屑沉积物呈半环状分布,在湖盆中间和东、南部以膏盐沉积为主,碳酸盐、硫酸盐和氯化盐由外向内呈同心环状分布。含油层主要为下第三系潜江组,其次为新沟组。江汉盐湖沉积油藏具有下述地质特点。

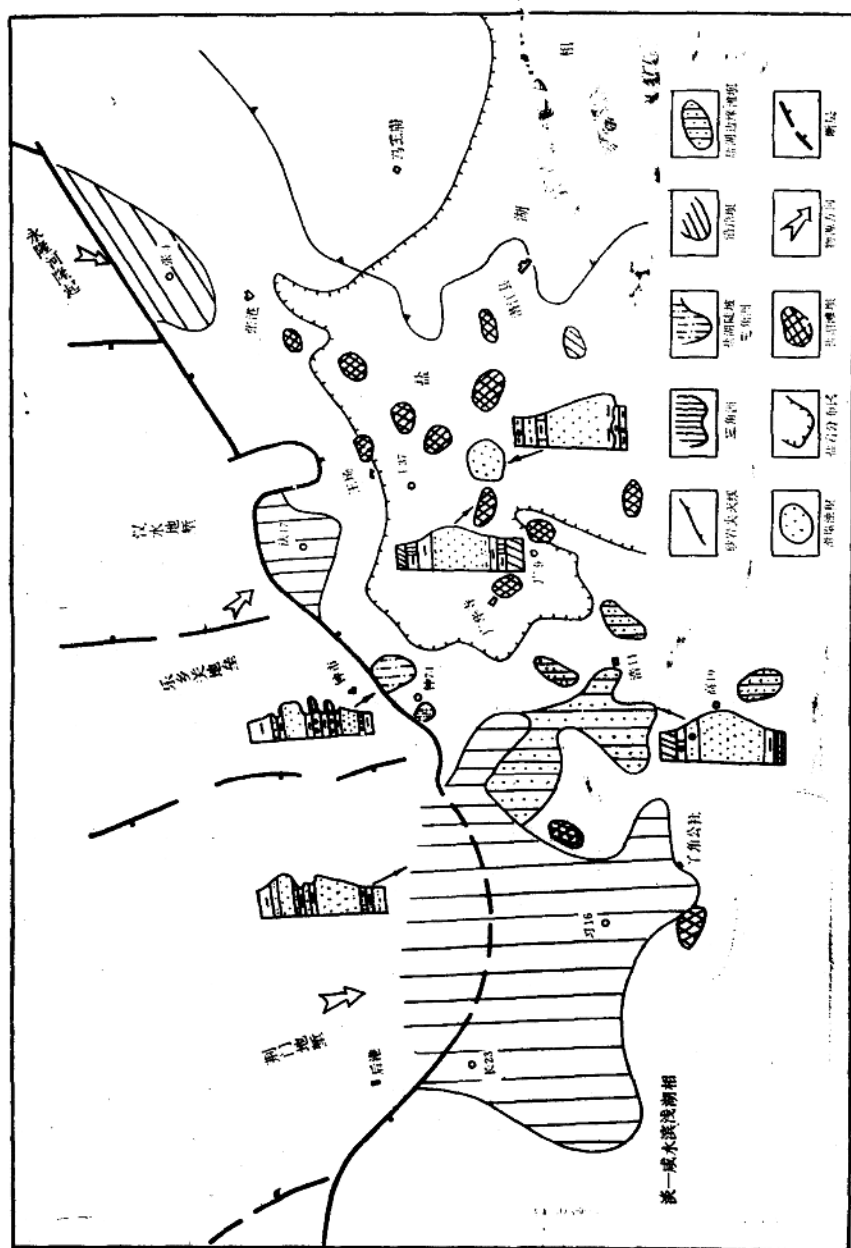
1. 油藏大部分属盐湖滩坝相,以反韵律沉积为主

潜江组所在的潜江凹陷,位于盆地中部,沉积环境多样,有三角洲、淡水~半咸水滨浅湖沉积及盐湖~深湖沉积;新沟组所在的江陵凹陷,位于盆地西部,属于盐湖淡化期发育起来的三角洲沉积。油藏所处沉积相带主要有以下五种沉积模式^[1]:

(1) 正常三角洲相。分布在潜江凹陷北侧及西北侧缓坡浅水区,既有呈复合韵律的河口坝砂岩相,又有呈正韵律的水下分流河道砂岩相。

(2) 盐湖陡坡三角洲相。发育在潜江凹陷北侧陡坡浅水区,既有呈反韵律的河口坝砂岩相,又有呈正韵律的水下分流河道砂岩相。

(3) 盐湖边缘滩坝相。分布于潜江凹陷与江陵凹陷的交界处,为半咸水与盐湖过渡区内



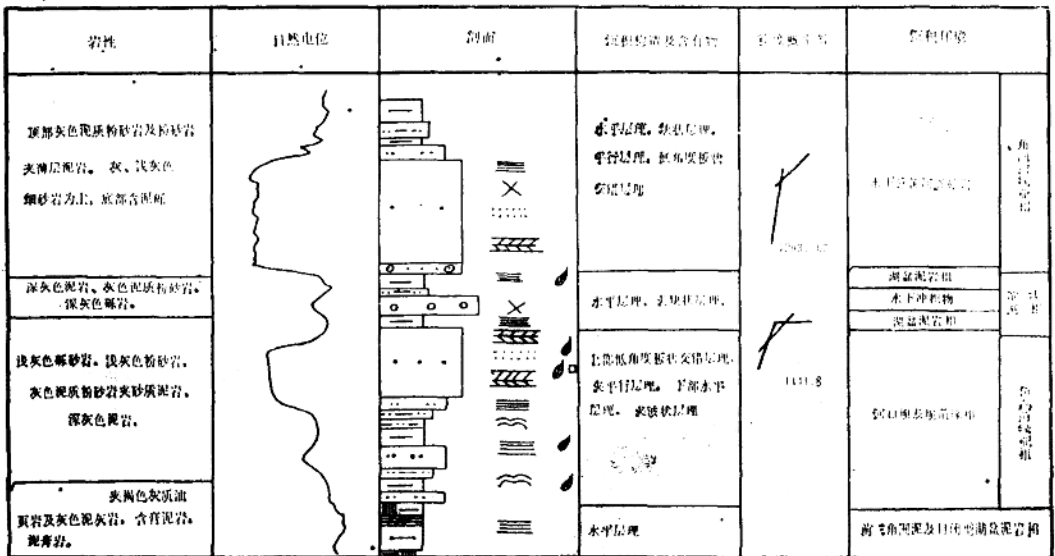
洼地斜坡或水下隆起及其边缘沉积的砂体，类似沿海泻湖与海之间的堡坝，不同点是砂体位于湖盆内，不在湖岸边。砂坝具反韵律特点。

(4) 盐湖滩坝相。分布于湖内浅水地带，坝体具明显的反韵律特点，粒度细，分选好。

(5) 滑塌浊积相。分布在深湖区中，砂体具正韵律特点。

油藏大部分在盐湖滩坝相内，原油储量占65%。据228个井层统计，反韵律及迭加反韵律占55%，复合韵律占19%，均匀层和正韵律各占13%，反映出盐湖沉积油藏的基本特征和油层非均质性的主要结构。潜江凹陷沉积环境见图1，盐湖区代表性油藏沉积模式见图2。

盐湖滩坝三角洲沉积模式



盐湖滩坝沉积模式

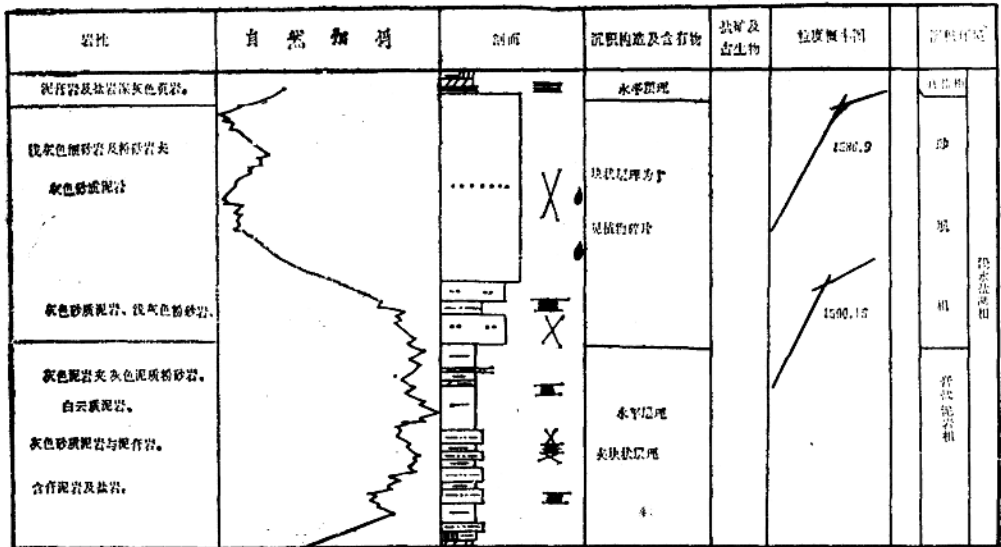


图2 盐湖区油藏主要沉积模式图

2. 油藏圈闭条件复杂, 地层倾角一般较大

由于断裂活动和拗陷影响, 在盆地内形成凹陷—隆起—斜坡的构造格局。按油藏所处沉积相带和构造带圈闭条件, 可分为四种类型:

(1) 背斜油藏。构造高部位含油, 低部位油水界面与等高线平行。

(2) 断鼻、断块油藏。断鼻油藏高部位受断层遮挡, 低部位油水边界受构造控制; 断块油藏三面或四周受断层切割, 油水界面不一。

(3) 岩性油藏。包括上倾尖灭, 大面积受岩性、物性控制的油藏, 以及透镜状油砂体。

(4) 复合油藏。高部位受地层剥蚀面遮挡, 油层呈迭瓦状分布, 内部受断层和岩性封隔, 低部位油水界面受构造控制。

各种圈闭油藏都在不同程度上受构造控制, 地层产状起伏变化, 油藏倾角较大, 一般 10° — 30° , 最大达 80° 。油藏主要圈闭类型见图3。

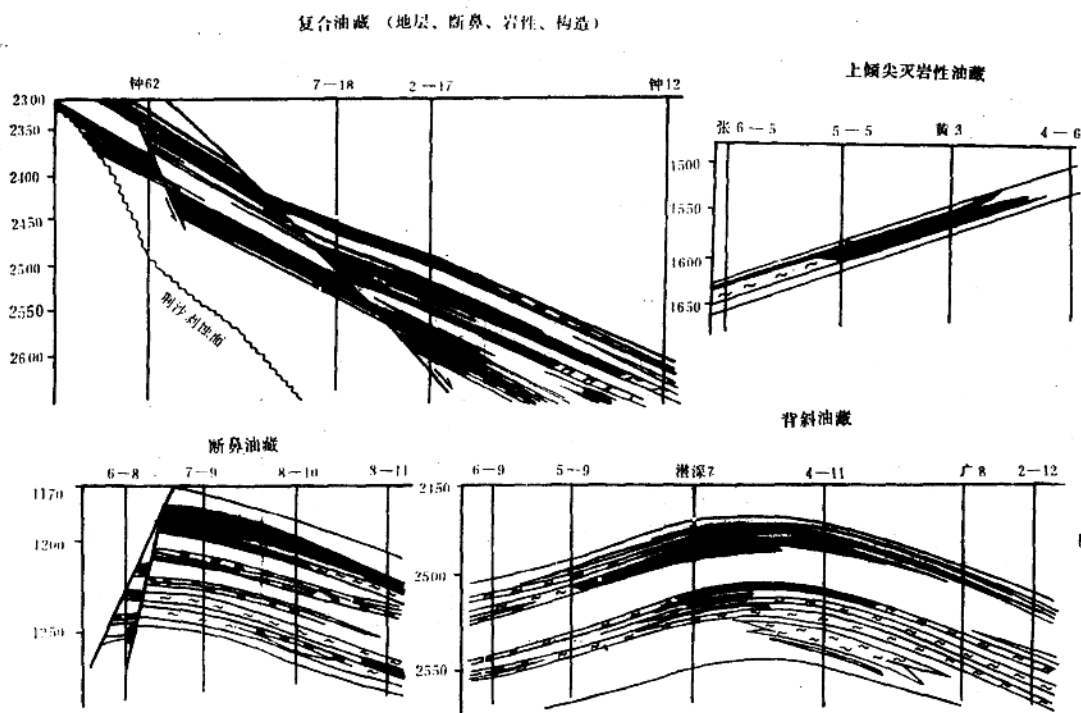


图3 江汉油区油藏主要圈闭类型图

3. 凹陷内部油层分布较稳定, 凹陷边缘油层连续性差

从潜江凹陷内油砂体分布状况分析, 油层变化受沉积相带影响很大^[2]。处于凹陷内部盐湖滩坝相的王场、广华油田等, 其主力油层分布较稳定, 连通性好, 水驱控制储量可达90%以上, 高、中、低渗透层都能受到注水效果。而处于凹陷边缘盐湖陡坡三角洲相的钟市油田, 受到地层、岩性、断层和构造四种因素影响, 沉积环境和圈闭条件复杂, 油层被分割成许多条带状、透镜状油砂体, 平面上连续性差, 仅有少数井钻遇的小油砂体占72%。在正常井网条件下水驱控制储量只有50%, 注水受效程度差, 增加了油田开发调整的难度, 详见图4。

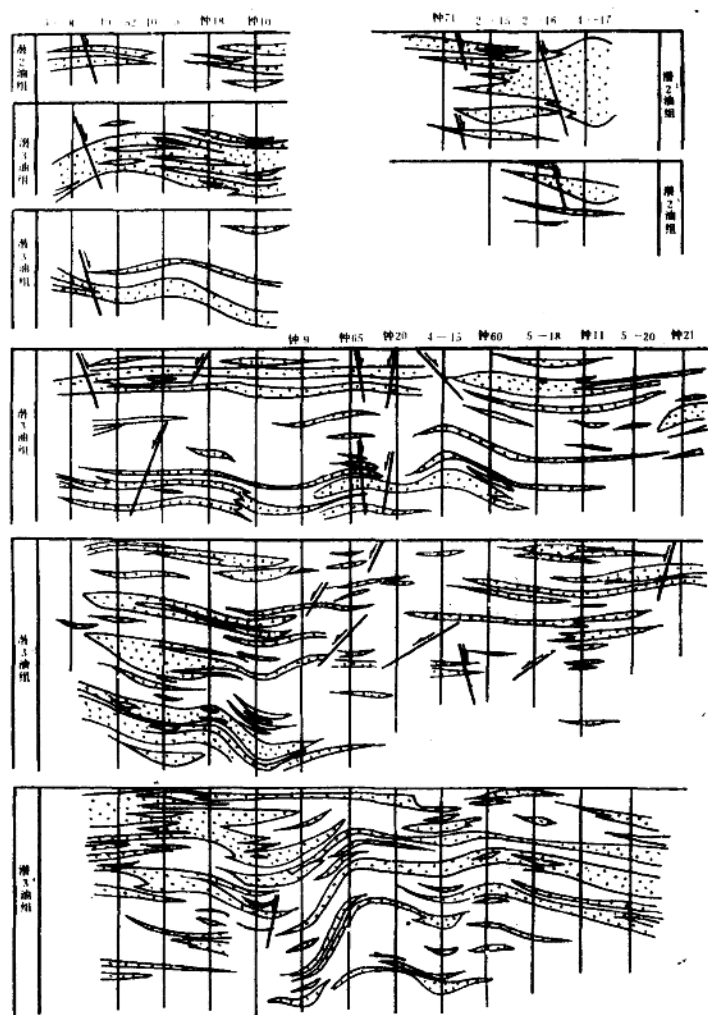


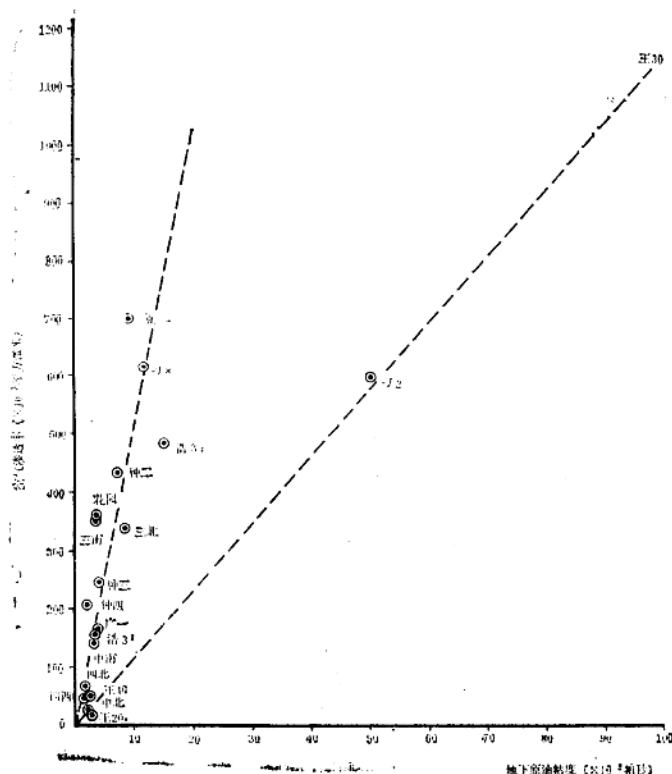
图4 钟市油田砂体分布示意图

4. 原油性质和油层物性匹配较好，多数区块为中低粘度中低渗透油藏

在江汉油区，原油粘度是深层好，浅层差；而油层渗透率则是浅层好，深层差。如王场油田潜一段30井区属高粘度高渗透油藏，潜三段北断块属中粘度中渗透油藏，潜四段西区属低粘度低渗透油藏。这样两种因素匹配组合，可以互相补偿，使总的流动条件相对改善。综合结果，中低粘度中低渗透油藏的储量占92%，高粘度高渗透油藏的储量占8%。大体上中低粘度油藏的流度为50平方微米/帕秒，而高粘度油藏的流度为11平方微米/帕秒，悬殊程度不那么显著，详见图5。

5. 岩盐厚度大，油层内多盐，地层水矿化度高

根据王深2井录井资料，钻穿盐核总厚度达2200米，其中岩盐厚1270米，芒硝岩和石膏岩厚203米，石膏泥岩和芒硝泥岩厚747米。钻井取心看出油层中含石膏胶结物和结晶盐，油井生产中结盐结膏严重。地层水矿化度一般为20~30万毫克/升，最高达34万毫克/升。水型



· 图 5 不同油藏地下原油粘度与油层空气渗透率相应关系图

主要为硫酸钠型，其次为重碳酸钠型和氯化钙型，少量为氯化镁型。硫酸钠型水的存在表明油田水保留了古盐湖残留卤水的特征，而氯化钙型和重碳酸钠型水则反映油田水的特征，表明古盐湖卤水经过脱硫作用，部分转化成油田水类型。

6. 岩石具亲水特性，驱油效率高

江汉油区属亲水和强亲水油层，岩石自吸水量为孔隙体积的12~26%，吸水排油采收率为18~34%。根据高压模型试验结果，亲水油层的采收率比亲油油层的采收率高12%。据王场油田水淹区检查井取心资料证明，油层润湿性由亲水向强亲水转化。注水前自吸水量为16%，水淹后自吸水量为28%。利用油层亲水性能，开展了转注井吐水采油、油井灌水采油和高含水区间注间采等现场试验，证明可以提高注水开发效果^[3]。

7. 油藏饱和压力低，原始油气比低，天然驱动能量不足

油藏饱和压力一般为20~70巴，最低为4巴，比原始地层压力低100~300巴。地下原始油气比一般为20~60米³/吨，最低2米³/吨。天然气甲烷含量为30~40%，比重为1~1.2(以空气比重为1)。在复杂的地质条件下各油藏压力系统差异很大。压力系数1~1.6，原始井口剩余压力为8~150巴。初期动态反映，弹性水压驱动油藏储量占77%，弹性驱动油藏储量占18%，边水驱动油藏储量只占5%，天然驱动能量普遍不足。

含盐油层的注水开发实践

针对多盐断块油田的地质特点,进行了开发部署和调整措施:包括验证断层的密封性,鉴别油藏驱动类型,对低渗透层的增产增注,分区块的综合调整,利用油层亲水性能改善开发效果,放大压差提高采液量,从防治盐“害”发展到发挥盐“利”等。本文中着重研究与含盐油层有关的注水开发经验。

1. 应用新的测井系列和解释图版,准确鉴别油、水、干层

对于膏盐沉积的油田,由于在钻井过程中大量岩盐的溶解,造成高矿化度盐水泥浆的电阻率很低,小于0.1欧姆·米。由于地层水矿化度特高,电阻率更低,在1000米以下小于0.03欧姆·米。这样一来,传统的横向测井系列已不能适应。在岩性变化大的情况下曾出现岩性差的高电阻水层和岩性好的低电阻油层。经过试油证实,单靠电法测井已不能准确认识油层。为此逐步改用一套新的测井系列,包括微侧向、4米电极电阻率、感应、自然伽玛和声波时差。在此基础上综合研究岩性、物性、电性和含油性的关系,编制出盐水泥浆地区油层、水层解释图版。前者以目的层感应电导率与泥岩感应电导率之比为纵座

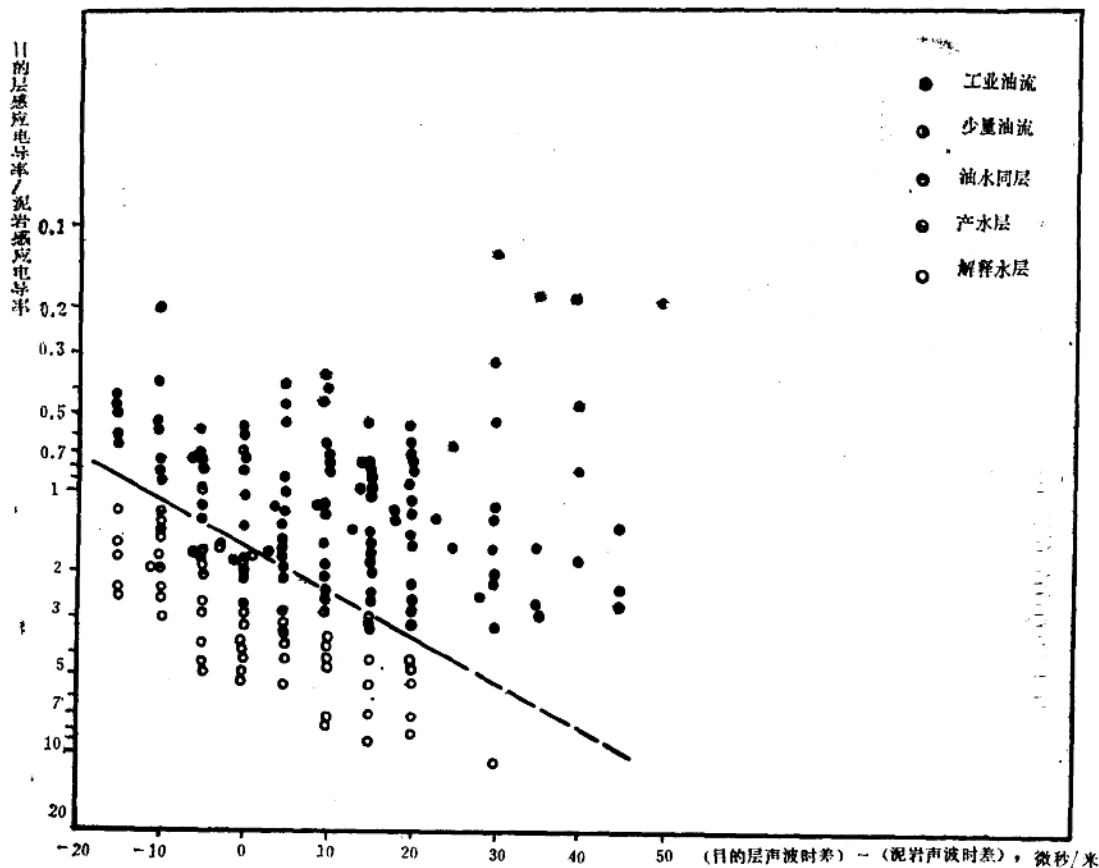


图6 盐水泥浆地区油层、水层解释图版

标,以目的层声波时差与泥岩声波时差差值为横座标,在图版上清晰的画出油层与水层的分界线,详见图6;后者以声波时差差值为纵座标,以自然伽玛位比和微侧向比值为两侧的横座标,划分出油层与干层区间的界线,详见图7。

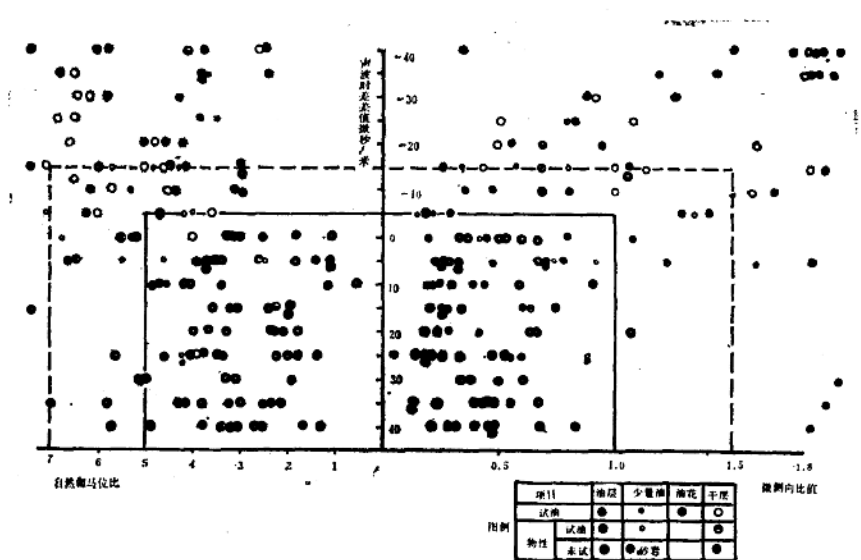


图 7 盐水泥浆地区油层、干层解释图版

应用新的解释图版,进一步核对了油田地质储量,在部分井上发现了新的潜力层,为老油田的挖潜增产开扩新的途径^[4]。

2. 适应多盐陡构造油藏的特点, 选择最优的注水方式

江汉油区多数油藏为长条断块或半圆状断鼻, 边外有一批出水探井可用作注水井, 因而普遍采用了边缘注水方式; 只有王场油田潜四段含油面积广、岩性变化大、渗透率特低, 采用了面积注水方式; 少数区块进行了点状注水试验。实践证明, 对于大面积分布的含盐低渗透油藏进行面积注水, 在地层倾角不大的情况下可以发挥注入水溶盐液化后盐水段塞驱油作用, 也能取得较好的开发效果; 在陡构造油藏顶部进行点状注水, 会造成高产井过早水淹; 而对多盐陡构造油藏采用边缘注水, 可以利用重力控制水线推进, 发挥盐水驱油作用, 具有独特的优越性, 主要表现在四个方面^[5]:

(1) 油井见效快, 见水慢, 生产能力旺盛。根据九个边缘注水区块见效井统计, 1~3个月见效的井占51%, 6个月以内见效的井共占74%, 可见油井见效是比较快的。另一方面油井见水却比较慢, 无水采油期超过三年的井占68%。由于油井见效快, 见水慢, 地层压力稳定, 生产能力旺盛。

(2) 有利于水线均匀推进, 减少死油区储量损失。众所周知, 在各种水驱油方式中边缘注水所达到的波及面积效率是最高的。在陡构造油藏边缘注水条件下, 更有利于达到较高的波及面积效率。例如王场油田潜三段北断块进行边缘注水已十三年, 顶部尚有一半油井未见水, 平均水线推进速度为每年46米, 每天只推进0.13米。目前采出程度已达36.42%, 见水区面积只有50%, 表明注入水波及面积效率高, 并且油水前缘位置清楚, 纯油区集中在高部位,

有利于后期调整,减少死油区储量损失,详见图8。

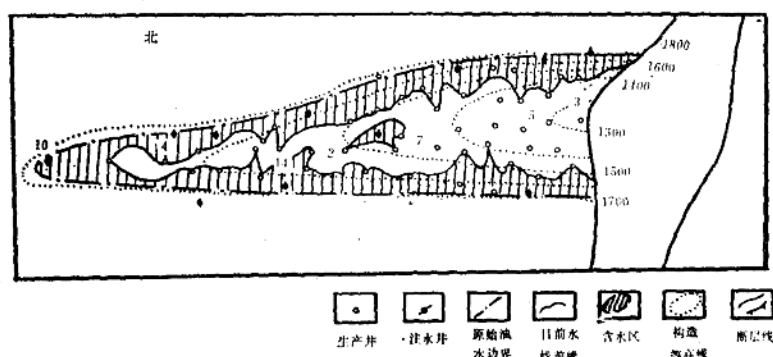


图8王场油田潜三段北断块水线推进图

(3) 可以延长高产井寿命,保持较长的油田稳产期。由于小断块油田每个区块的井数少,延长高产井寿命,减缓油井水淹,对油田稳产起十分重要作用。根据累积采油较多的130口井统计,目前仍保持高产的井有60口,其中,顶部井占75%,腰部井占25%,高产井演变情况见表1。

表1

高产井演变情况对比表

油藏构造部位	原有高产井		目前保持高产的井		高含水、水淹高产井		套管坏、事故、转注水的高产井	
	井数	百分比	井数	百分比	井数	百分比	井数	百分比
顶部	62	47.7	45	75	12	20	5	50
腰部	41	31.5	15	25	24	40	2	20
边部	27	20.8	0	0	24	40	3	30
合计	130	100	60	100	60	100	10	100

由此看来,在边缘注水条件下,边部井早见水,早水淹,水线逐渐向高部位推进,可以有计划地高部位保护高产井,培植高产井,延长高产井寿命,并利用油层亲水性能,复活高部位不正常水淹的高产井,掌握油田稳产的主动性。

(4) 注入水得到充分利用,稳产阶段水驱采收率高。目前有七个边缘注水的区块以2%以上的采油速度已稳产7~13年,采出程度超过33%,显示出多盐陡构造油藏边缘注水的优越性,详见表2。

从表看出,在采出程度相当高的情况下,注入水的地下存水率仍高达60~75%,表明水驱油效率高。从边缘注水的水驱油机理分析,盐水驱油的效能在一次采油、二次采油和三次采油的全过程中都可以充分发挥作用,提高水驱采收率。

3. 利用油层含盐和反韵律结构的水驱特征,提高开发效果

由于大多数油藏处于盐湖滩坝相内,在注水过程中油层内盐类的溶解和纵向向上反韵律结构的波及特性具有积极的效应。根据含盐岩心注淡水实验看出以下特征^[6]:

(1) 岩心重量减轻。王场潜三段岩心注水后重量减轻0.43~1.53%,潜四段岩心注水后重量减轻0.5~3%。

表 2

稳产期采出程度高的典型区块开发指标对比表

开发区块	油藏构造	驱油方式	采出程度 %	综合含水 %	采油速度 %	稳产年限 年	地下存水率 %
北断块	长轴背斜	边缘注水	36.42	60.5	3.31	11	71
南断块	长轴背斜	边缘加点状注水	34.83 (29.54)	70.9 (44.8)	1.36 (2.03)	7	71
中区南部	长轴背斜	边部、腰部注水	46.84	73.3	3.08	11	60
张一区	单斜	边缘注水	34.08	63	2.64	11	65
广一区	穹窿	边缘加点状注水	33.29	59.5	3.06	9	75
习2断块	断鼻	天然水驱加边缘注水	33.21	86.6	2.01	13	—
习8断块	断鼻	天然水驱加边缘注水	36.72	82.2	2.81	13	—

注：南断块括号内数据为1981年稳产期末指标

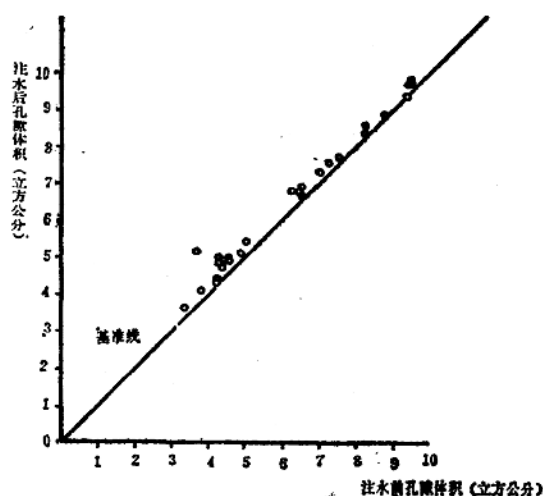


图 9 含盐油层岩心注水前后孔隙体积增大对比图

(2) 孔隙度增加。王场油田潜三段岩心注水后孔隙体积增加5%，潜四段岩心注水后孔隙体积增加6.8%，详见图9。

(3) 渗透率增加。潜三段岩心注水后水测渗透率增加1.8倍，潜四段岩心注水后水测渗透率增加1.9倍。

(4) 模型出口处有盐析出。大体上注入10倍孔隙体积水时，80~90%的氯化物被排出，而硫酸盐在注入100倍孔隙体积水以后才逐渐下降到注入水浓度，详见图10。

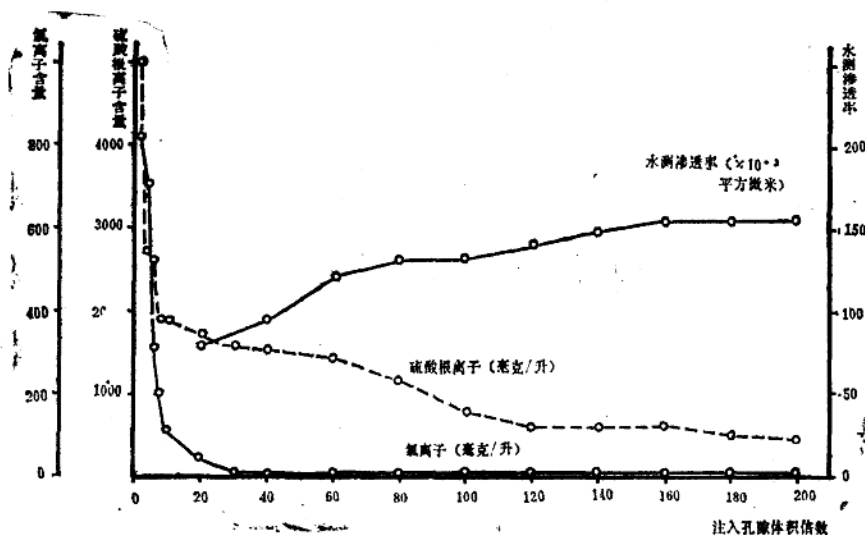


图 10 潜三段含盐油层岩心注水实验渗透率、离子含量变化曲线

(5) 注水压差减小。表明岩心注水后随着渗透率的增加，油层中渗滤阻力减小，吸水能力提高，详见图11。

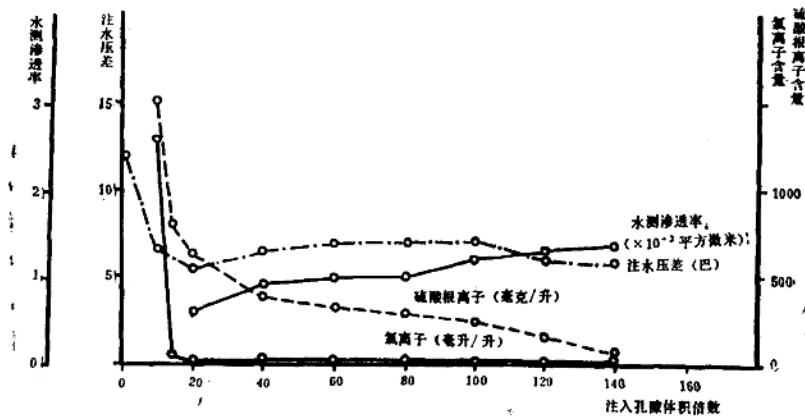


图 11 潜四段含盐油层岩心注水实验渗透率、注水压差变化曲线

上述注入淡水溶解盐类的作用，类似酸化时盐酸溶解油层内碳酸盐的作用，可以增加吸水能力和地下储水空间，提高注入水利用效率。

江汉油区已注水开发13年，目前仍处在高矿化度盐水驱状态下采油。据目前见水井统计，有90%的井产出水总矿化度在10万毫克/升以上，有10%的井产出水总矿化度在5万毫克/升以上，表明多盐油藏的水驱特征对改善注水开发效果是非常有利的。

为了研究不同韵律油层对注水波及状况的影响，根据油田地质数据，用二维剖面模型对亲水厚油层注水动态进行了数值模拟，表明在油井见水时反韵律油层的纵向波及效率、无水采收率和最终采收率都比正韵律油层的水驱油效果好得多，详见表3。

表 3 不同韵律亲水厚油层数值模拟水驱油效果对比表

韵律类型	无水期水驱油效果		注1.5倍孔隙体积积水时水驱油效果	
	纵向波及效率 %	无水采收率 %	含水率 %	最终采收率 %
反韵律	75	19.63	96.8	56.8
正韵律	44	15.14	95.4	52.8

为了研究提高反韵油层开发效果的措施，进行了非均质亲水厚油层选择性注水模型实验，表明加强厚层中低渗透段注水，控制高渗透段吸水，可以进一步改善反韵律油层的开发效果。在注水倍数相同情况下，进行层内选择性注水的水线推进状况、注入水利用效率、纵向波及效率、无水采收率和最终采收率指标都比等强度注水和笼统注水条件下的效果要好，详见图12和表4。

4. 采用多种治盐防腐对策，保持油田增产稳产的技术条件

在多盐断块油田生产中，盐“害”非常突出，为此进行了一系列治盐防腐的试验研究，采取了相应的措施：

第一，用挤原油替水的方法，使井下因积盐水停喷的井恢复自喷。

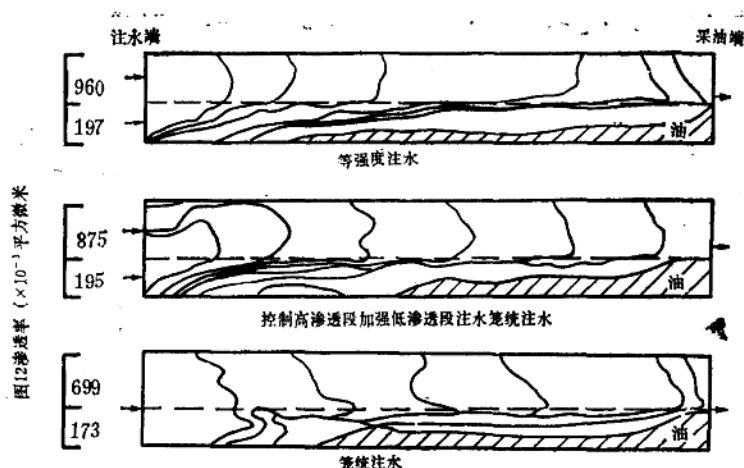


图 12 反韵律亲水厚油层不同分段注水强度水线波及动态图

表 4 反韵律亲水厚油层不同分段注水强度实验水驱油效果对比表

模 型 号	分段注水方法	无水采收率 %	最终采收率 %	注入孔隙体 积倍数	纵向波及效率 %
H—6	加强低渗透段注水强度 控制高渗透段注水强度	65.9	72.7	1.36	91.2
H—1	分段等强度注水	61.9	66.8	1.21	88.7
H—7	笼 统 注 水	54.2	58.7	1.35	87.1

第二，用定期掺淡水洗盐的方法，保持油井生产能力；在油管下端接尾管便于及时冲洗，解除井下盐堵和盐卡。

第三，制成悬挂式和插入式解盐管柱，防止抽油井环形空间形成盐桥和炮孔盐堵。

第四，向井内加碳酸氢铵解除井下结石膏。

第五，用软活塞泵、铝阳极保护和不锈钢凡尔等，减少井下抽油泵腐蚀。

第六，对注水管网进行水泥砂浆衬里，注水井内换用涂料油管，减少腐蚀对水质的影响。

第七，用分区阴极保护方法，防止地面集输油管线和井下套管腐蚀，已见到良好效果。

实践证明，结盐最严重情况往往发生在油井刚见水和低含水期。随着油井含水的上升，结盐的严重程度减轻，但腐蚀的严重程度增加。必须采取新的对策，保证油田正常开采。

5. 发挥盐水驱油效能，提高油田水驱采收率

经过室内盐水驱油实验，使我们认识到盐水驱油对提高采收率非常有利。

(1) 含盐油砂模型注水实验：用潜三段岩心的疏松油砂制成，空气渗透率 $0.35 \sim 0.55$ 平方微米，原始含油饱和度 $75 \sim 80\%$ ，模拟油粘度在油层温度 70°C 下为 0.0085 帕秒。注入淡水矿化度为 269 毫克/升，粘度为 0.00045 帕秒；注入盐水矿化度分别为 16 万和 23 万毫克/升，相应的粘度分别为 0.00064 和 0.00084 帕秒。实验表明，注盐水与注淡水的无水采收率相近，但注盐水比注淡水最终采收率高 4% ，详见图13。

(2) 不含盐刚玉砂模型注水实验：用 150 目、 280 目和 600 目筛粒刚玉砂制成。空气渗透

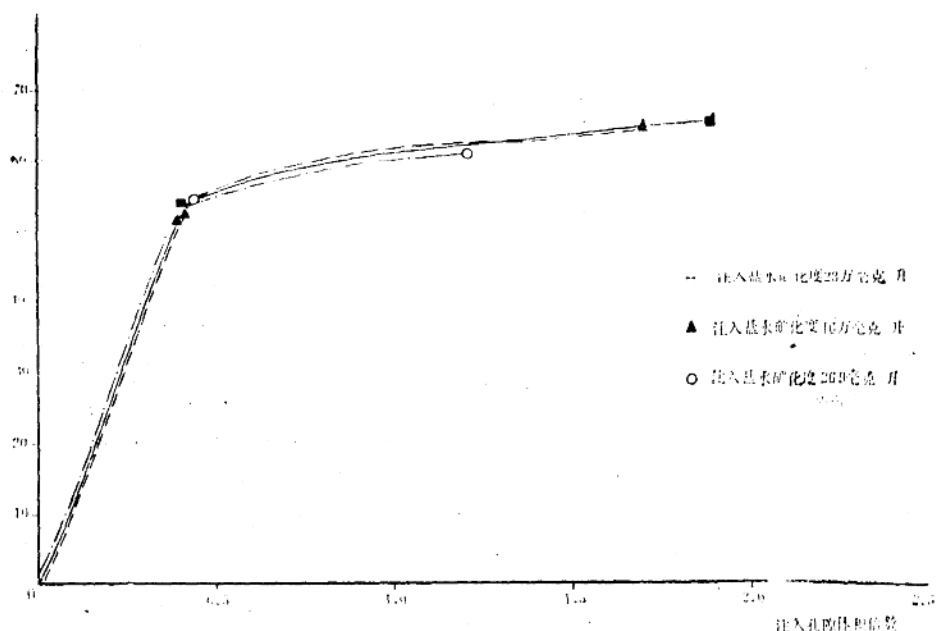


图 13 含盐油砂模型注盐水与注淡水驱油效率对比曲线

率 0.35—0.55 平方微米，原始含油饱和度 75—80%，模拟油粘度在 70°C 下为 0.0095 帕秒。注入淡水矿化度为 484 毫克/升，粘度为 0.00043 帕秒；注入盐水矿化度分别为 5 万、10 万和 15 万毫克/升，相应的粘度为 0.00048、0.00053 和 0.00059 帕秒，实验表明注盐水比注淡水无水采收

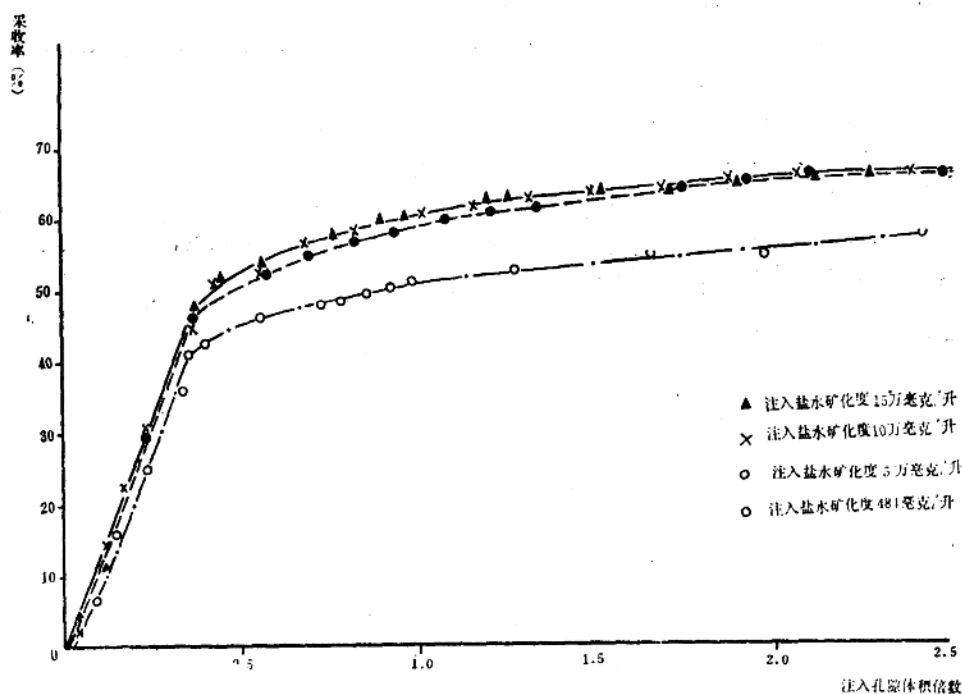


图 14 不含盐刚玉砂模型注盐水与注淡水驱油效率对比曲线

率高4%，最终采收率高8%，详见图14。

目前我们将产出地层水的70%，经过净化回注入油层，以保持较高的水驱油效率。靠天然水驱开发的习42断块是盐水驱油先导试验的典型实例，以4%以上的采油速度已稳产14年，目前含水90%，原油采收率已达70%。

多盐断块油田的注水开发效果

总的来看，江汉油区的地质特点是复杂的，开采条件是比较特殊的。经过注水开发实践使我们认识到：对于由多盐而产生的特殊困难，要积极采取措施解决，而且是可以办得到的。最重要的是对于由多盐而带来的有利因素要充分利用，以提高注水开发效果。对江汉多盐断块油田所进行的开发部署和治盐防腐对策是适应了油田地下客观规律的，因而开发经验是成功的，开发效果是较好的。在注水开发条件下地层压力比较稳定，水线推进比较均匀，含水上升比较缓慢，以2%的采油速度已稳产十年。部分区块已达到较高采出程度，还保持了部分高产井和自喷井，生产比较主动。目前全油区采出程度23%，综合含水65%，注入水的地下存水率为65%，成效显著，有积极的现实意义。

参 考 文 献

1. 刘安林：江汉盆地含盐地层沉积相与油气关系。第二届全国沉积相学术讨论会论文，1985年。
2. 胡仲琴、梁景波：江汉油区油藏特征及开发效果。《江汉油田勘探开发研究报告集》（第四集），江汉石油勘探开发研究院，1984年。
3. 杨寿山、黄石追、周顺官：亲水多盐油藏注入水利用效率研究。《油田开发论文集》（第一集），中国石油学会石油工程学会，1982年。
4. 王文彬、杨昌言等：江汉油田盐水泥浆地区油层有效厚度研究。《江汉油田开发研究报告集》（第一集），江汉石油勘探开发研究院，1980年。
5. 杨寿山：多盐陡构造油藏边缘注水开发效果。《石油勘探与开发》，1984年第6期。
6. 杨寿山：王场油田注水试验的实践和认识。《江汉油田勘探开发研究报告集》（第四集），江汉石油勘探开发研究院，1984年。