

中国机械采油技术的实践

万仁溥 陈宪侃

(石油工业部开发司)

我国在大庆、胜利等油区已有 160 个油田投入开发, 这些油田的储集层大多为陆相沉积, 其特点是层系多、各层间的渗透率差异大, 而且油藏的天然能量比较小。这类油藏一般自喷开采期短、压力递减快, 靠天然能量采出程度低。为了改善其开发效果, 大多数油田采用了早期注水, 保持压力, 自喷开采的方法。通过这套方法, 保证了我国原油年产量达到了 1 亿吨的水平。但是, 随着油田开发的发展, 油井含水不断上升, 自喷开采的效果逐步降低。从一九八〇年开始, 我们已将大多数自喷井改为机械采油生产。与此同时, 对原有游梁抽油机井增大了泵径或换用了水力活塞泵、潜油电泵生产。经过这几年的实践, 进一步改善了开发效果, 使我国原油产量不仅稳产, 而且逐年有所增长。

自喷转机械采油生产问题的提出

1. 含水不断升高对产量的影响

由于油井含水不断升高, 井内流体梯度增大, 流压升高, 造成生产压差减小, 其结果是原油产量的下降。如 1980 年大庆油田有自喷井 3872 口, 综合含水为 60%, 生产井油嘴在不断放大, 生产压差并没有明显增加。一般油井含水率每上升 1%, 流压要上升 0.4 大气压, 虽然采取加强注水措施来提高地层压力, 但赶不上流压上升的速度。这样生产压差就没有可能增大, 甚至还要缩小。

油井在含水采油阶段, 提高生产压差有两条途径, 一条是提高地层压力, 另一条是降低流动压力。改变生产方式, 由自喷井转为机械采油生产, 这实际是走第二途径, 也就是仍然注水, 保持一定压力水平, 保证油井有足够的供液能力, 通过机械采油的办法, 大幅度地降低流动压力, 达到提高生产压差、保持原油稳产的目的。

2. 层间干扰影响分层储量的动用

我国不少油田采用同井多层注水, 由于各层渗透率的差异, 吸水量差别很大, 高渗透层特别是大孔道层吸水量大, 地层压力恢复快, 含水率上升也快, 而低渗透的注水效果却恰恰相反, 吸水量小, 地层压力低。往往在同一口油井中, 高渗透层是高含水层同时又是高压层, 其流动压力往往高于低渗透层的地层压力, 这些高压层抑制了低压层的正常生产, 使一些低渗透层的储量不能很好地动用。在这种情况下, 只有改变生产方式, 由自喷转为机械采油开采, 将油井动液面抽下去, 降低全井流压, 减少层间干扰, 使高低渗透层都能参加生产。

根据以上二个方面的问题的提出, 虽然原因不同, 但解决办法是共同的, 那就是降低流动压力, 增加生产压差, 以提高产液量从而达到原油稳定的目的。

近几年机械采油技术的应用

1980年底,全国机械采油井占油井总数57.3%,但产量仅占目前产量的27.05%,在机械采油井中有杆泵抽油井占了99.4%,其它0.6%为水力活塞泵和潜油电泵井。通过这五年改变生产方式,机械采油井数有了增长,除了有杆泵井以外,水力活塞泵和潜油电泵井都发生了很大的变化。截止到1985年6月份,机械采油井占油井总数75.5%,产量占63%,其中有杆泵占90.31%,潜油电泵占5.6%,水力活塞泵井占4.09%,还有少量气举采油井。1980年的产液量为0.6188亿吨,通过以上措施,预计到1985年,要提高到2.4亿吨(图1,2)。虽然全国综合含水已超过60%,但仍保证年产原油1亿吨以上,同时也改善了油田的开发效果。下面将分述几个油田使用机械采油开采的效果。

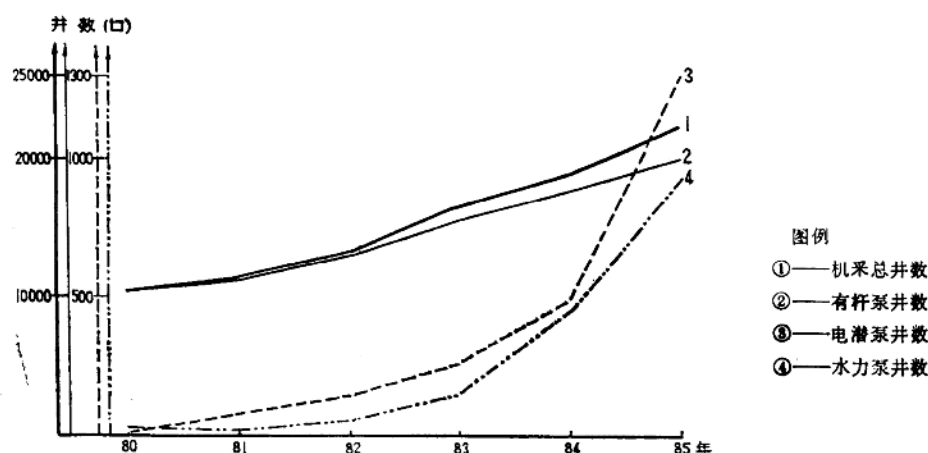


图1 中国机械采油井发展曲线

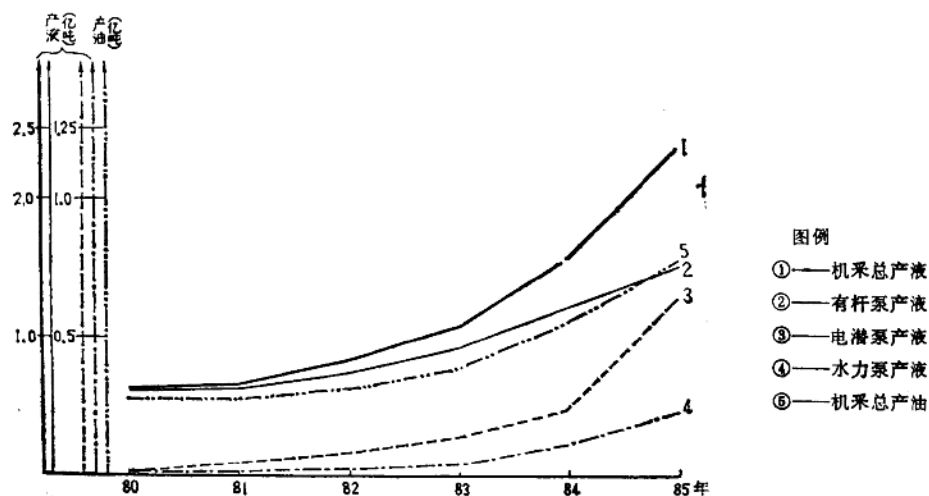


图2 中国机械采油产量发展曲线

1. 大庆油田大面积采用潜油电泵, 保证了持续稳产

大庆油田是我国第一大油田, 年产原油5,000多万吨, 将近占全国原油产量的一半。大庆油田的储油层为砂岩, 有两套油层, 由数十个小层所组成, 油层非均质比较严重, 渗透率差异大, 一般为300~2500毫达西, 油田弹性能量小, 边水不活跃, 原油比重为0.86~0.88。大庆油田从1960年投入开发, 一开始即采用早期注水, 保持压力, 自喷分层开采, 保证了油田始终保持旺盛的压力自喷开采, 产量并不断上升, 从1976年起原油年产达到5,000万吨, 并已持续稳产了10年。大庆油田这一整套作法为我国陆相沉积的油田开发积累了丰富经验, 也为大庆油田原油产量增长和稳产起了关键作用。注水开发的油田, 油井见水是必然的结果, 同时大部分储量是在中高含水期采出, 1980年大庆油田综合含水已达到60%, 由于含水上升, 流压升高, 生产压差缩小, 产量递减, 此时再用自喷开采的办法来保持稳产, 不仅受各种条件的限制, 经济效益不好, 而且也不可能达到目的。根据这个情况, 大庆油田从1981年开始进行采油方式的转变。

由自喷开采转抽油开采, 应该采取哪种抽油方式最好。大庆油田的井深为1000~1200米, 原油粘度中等, 产液量高, 特别是注水开发20年, 有充足供液能力, 以上这些条件, 是潜油电泵最优使用范围, 潜油泵适用于中低扬程, 中低粘度液体, 更重要的是在小套管内使用, 可提供较大的排量, 因此, 大庆油田选择了以潜油电泵为主的机械采油方式。

1981年开始逐步扩大使用潜油电泵, 1981年下泵71口, 1982年下58口, 1983年下31口, 1984年在此基础上, 大面积推广使用, 下了251口, 1985年预计可下470~500口, 到1985年底总计可以达到881~911口, 井数将占机械采油井总数18.2%, 原油产量占机械采油50%以上。由于大庆油田大面积采用了潜油电泵, 不仅提高了产液量, 而且增产了原油, 截止1985年7月已累计增产原油480万吨, 平均单井增产约30吨/日, 更重要的是下潜油电泵后降低了流动压力, 放大了生产压差, 使油层储量较好地得到动用, 如北4-8-丙66下潜油电泵后出油剖面得到了改善, 层间关系得到了调整(图3), 注水状况已得到了改善。如北4⁰-67井萨II¹⁻³—II²⁺³层下泵前后测注水井指示曲线的对比, 就可以清楚地看到, 在相同的压力情况下, 吸水量大了(图4), 下泵后注水只要求维持地层压力到一定的水平, 再不需恢复过高的地层压力, 主要是供给足够的液量, 保证在提高产液量的情况下增加产量。

2. 大庆油田杏树岗一区, 整区由自喷转抽油改善了开发效果

杏树岗一区面积7.8公里², 地质储量1781万吨, 该区有两套油层, 油层深度820~1200米, 主力油层, 平均为4层, 单层有效厚度为2.1米, 空气渗透率为1386毫达西, 有效孔隙度28.5%, 其它油层, 平均为37层, 单层有效厚度0.31米, 空气渗透率197毫达西。全区有油井37口, 注水井20口, 平均原始地层压力119.7大气压。该区开始是注水自喷开采, 当含水率达60%时, 注水压力已提高到150大气压, 已超过地层破裂压力, 油层压力已普遍高于原始压力10大气压, 要再进一步提高已是不可能, 而且由于各层地层压力恢复高低不一, 造成严重的层间干扰, 同时套管也损坏严重。

针对以上的问题, 1981年7月即开始着手由自喷井转抽油生产, 当时只转抽了个别停产或产量很低的井, 结果并未改变产量递减的局面, 1983年底, 决定全区转抽油生产, 油井37口中, 下潜油电泵11口, 有杆抽油26口。通过一段时间的实施, 很快改变了局面。而且改善了开发效果。

1) 油井流动压力大幅度下降, 产量增长

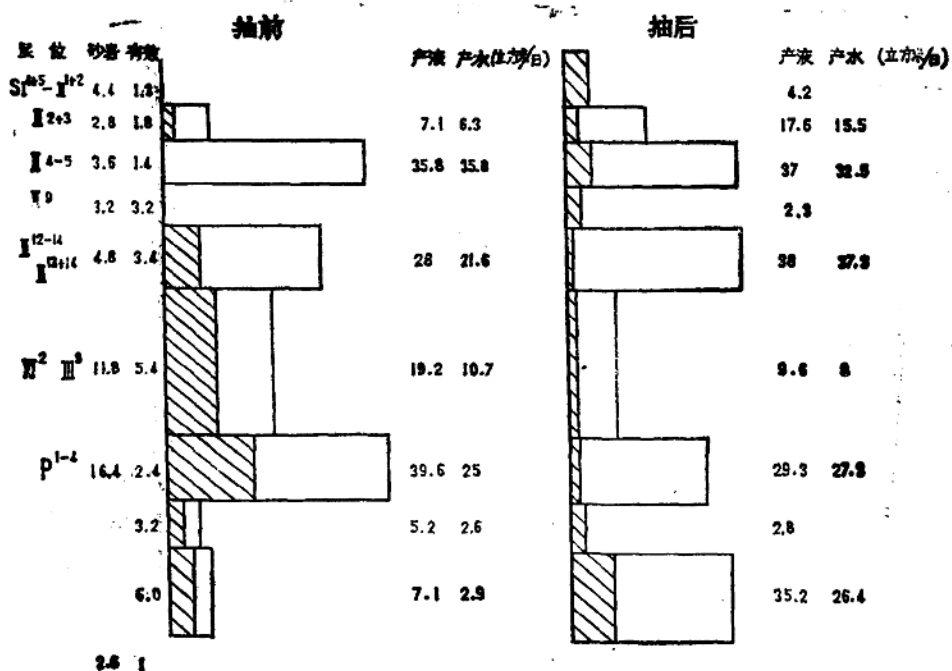


图3 北4⁰-丙66井泵抽前后出油剖面

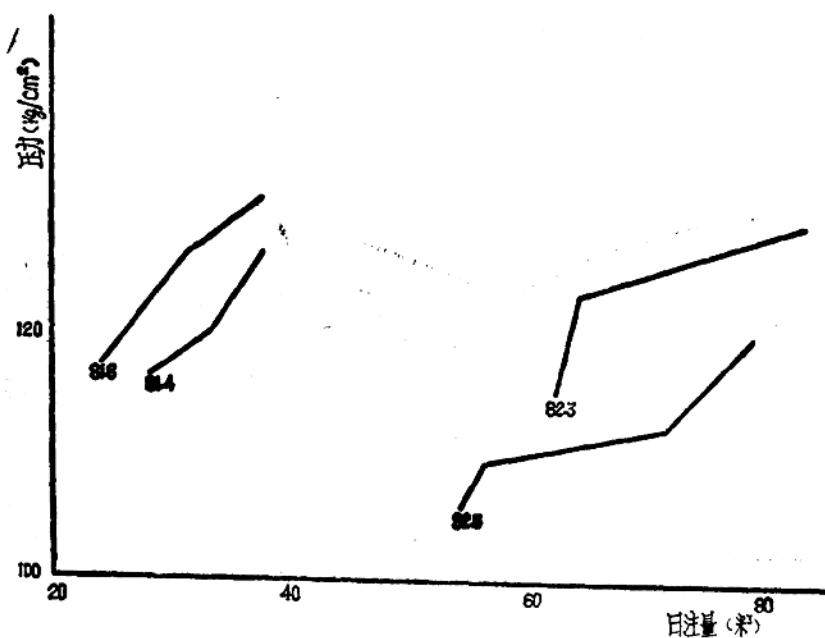


图4 北4⁰-67井 I¹⁻³-I²⁺³吸水指数曲线

据转抽后的34口井资料统计,平均流动压力降低30大气压,因而生产压差由22.2大气压增大到47.9大气压,潜油电泵井平均单井日增油47吨,有杆泵抽油井增加13吨,全区产量由1162吨/日提高到1262吨/日。

2) 套管损坏井减少

由于注水压力由150大气压降至100~120大气压,转抽前有套管损坏井6口,转抽后再没有发现新的套管损坏井。

3) 油层动用状况改善

(1) 转抽的34口井有14口含水下降,有3口井明显下降,如杏1-1-28井,转抽前含水50.6%,转抽后为27.0%。水驱油效率也得到改善,如杏1-1-28井驱替特征曲线,其斜率由 213×10^{-7} 降为 88×10^{-7} (图5)。

(2) 油层吸水能力提高,但含水上升速度减缓。

在同样注水压力下,注水量提高,指示曲线向注水量偏移,说明有更多油层吸水,改善了吸水剖面 (图6)。

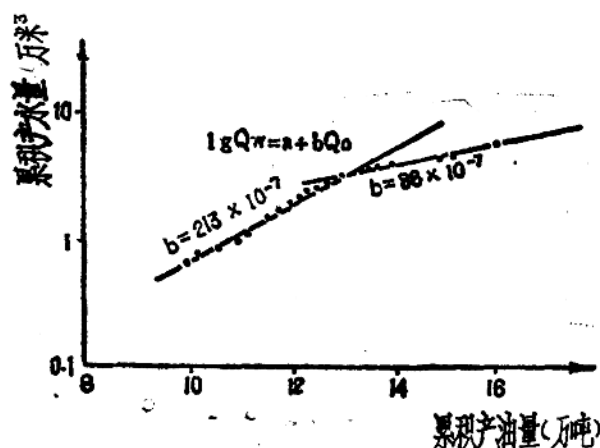


图5 杏1-1-28井驱替特征曲线

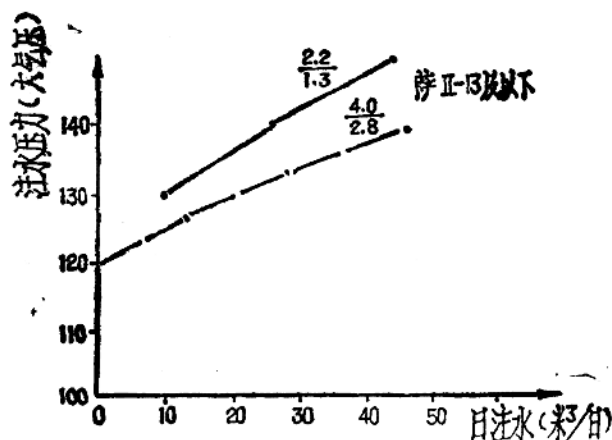


图6 杏1-1-127井注水指示曲线

(3) 储量动用状况得到改善, 出油油层厚度增加, 如杏1-2-36井转抽后, 经过三次测出油剖面, 流压由110.6大气压降至61.0大气压, 后又降至52.8大气压, 生产压差由19.5大气压增加到54.6大气压后, 又增加到62.8大气压, 出油厚度由6.7米增至10.5米, 又增加到13.3米, 出油厚度比由原来的37.2%上升到58.3%, 又上升到73.9%。

4) 减少了对油层的污染

由于注水恢复地层压力, 地层压力都高于原始地层压力10大气压以上, 在这些地区钻调整井, 泥浆比重高达1.45~1.70, 转抽后地层压力总压降5大气压, 泥浆比重也下降至1.23~1.24, 最高不超过1.4, 同时地层压力降低, 也有利于保证固井质量。另一方面油井井下作业也不用泥浆压井, 这都大大减少了对油层的污染。

通过以上全区转抽的实践指出, 必须根据油藏特点和油田开发的阶段, 使用好机械采油工艺技术。

3. 胜利油田滨南一区采用水力活塞泵提高了采油强度

滨南一区, 油藏属天然能量不足, 边水不活跃的中低渗透的砂岩油田, 含油面积9.68km², 地质储量1232.96万吨, 有四套含油层系、埋藏深度在1886~3015m。油层空气渗透率为400毫达西左右, 原油比重0.85~0.89, 含蜡24%, 凝固点27~33℃。该油田从1970年投产以来, 采用天然能量自喷开采, 地层压力下降很快, 投产一年平均总压降为30大气压, 产量也大幅度下降, 于是1971年转为注水、有杆泵抽油开采, 虽然产量稳住了, 但是采油强度低, 本想加深泵挂, 调整抽油机参数来提高采油强度, 又受当时的抽油机能力限制, 于是改换了抽油方式, 因为水力活塞泵下泵深, 泵效高, 1982年底全区转为水力活塞泵开采, 仅仅三个月即见到明显的增产效果。

1) 产量上升, 含水下降 (表1)

表1 滨南一区历年产能统计表

年 月	开井数 口	日 产 液, 吨	日 产 油, 吨	含 水 %	平 均 单 井		备 注
					日 产 液 吨	日 产 油 吨	
80.6	29	1266	590	53.4	43.6	20.3	有杆泵
81.6	34	1453	657	54.8	42.8	19.3	有杆泵
82.6	37	1695	890	59.3	38.6	18.6	82年10月开始转下水力活塞泵
83.6	37	1616	732	54.7	43.7	19.7	水力活塞泵
84.6	40	2213	923	58.3	55.3	23.0	水力活塞泵
85.6	60	2988	1485	50.3	49.8	24.7	水力活塞泵

2) 增大了生产压差, 改善了出油剖面, 提高了采油速度

采用水力活塞泵后, 因为下泵深, 泵的举升能力大, 油井动液面普遍下降235~441米, 折算生产压差, 增加21.1~40.8大气压, 同时由于增大了生产压差, 主力油层沙二段油层, 动用储量增加了162.7吨, 全区的采油速度由原来下有杆泵时的1.96%提高到2.36%。

3) 降低了注水压力, 改善了吸水剖面

自使用水力活塞泵以来, 在相同的注水量情况下, 注水压力普遍下降, 同时发现过去不吸水或吸水不好的层也开始吸水或吸水多了 (图7)。

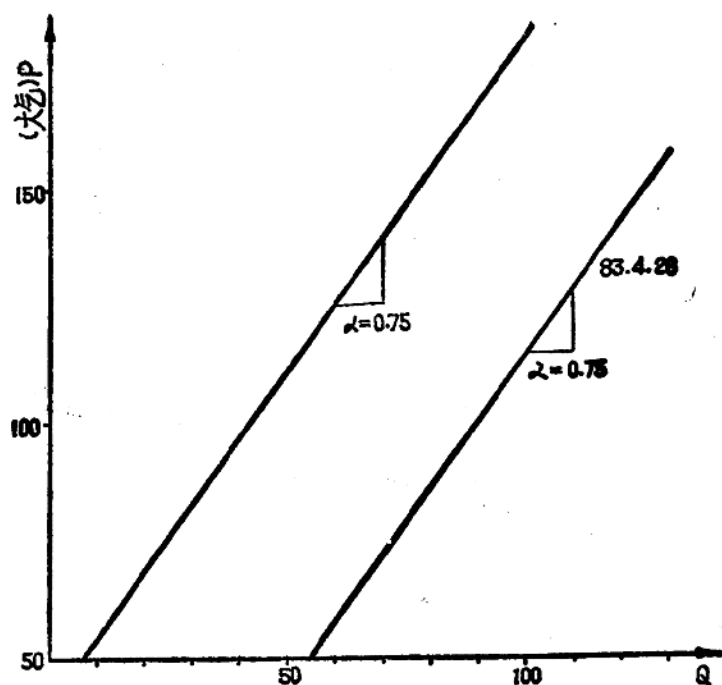


图7 滨86井全井注水指示曲线

水力活塞泵下泵深，泵效高，有利于提高采油强度，另一方面动力液为温度70~80℃的热油，又可起到降粘、清蜡、防蜡的作用。象滨南一区这样的中低渗透油层，原油含蜡量高，使用水力活塞泵抽油效果是好的。

4. 胜利油田增大深井泵泵径提高产量

胜利油田是一个非均质、稠油、注水开发的油田，生产方式以抽油为主，机械采油占油井总数的90%，由于原油比重高（ $r=0.9\sim0.93$ ），注水后油井见水快，含水上升率快，大部分原油须在高含水期采出，一般无水采收率仅2~4%，油井平均含水上升率在3%左右，随着含水上升，合层采油指数明显下降，流压增大，生产压差缩小，导致产量的递减。据统计含水上升1%，流压增加0.33大气压，则原油产量下降1~3%。

根据油藏工程的测算，得出以下结果（见表2）：

表2 含水率与产液量的关系表

含 水%	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
产液量, 吨/日	25	27.5	31.3	35.7	41.7	50	62.5	83.3	125	250

也就是说，当含水达到50%时，要保持稳产，产液量必须提高到无水产油量的两倍。因此胜利油田从1972年即开始将 $\phi 56$ 毫米泵径的深井泵改换为 $\phi 70$ 毫米深井泵，到1980年已达到491口，不仅提高了产液量、保持了稳产，而且改善了开发效果。如胜利油田的胜坨二区，在

油层沙二₈³⁻⁵的开发单元中的32口井，其中31口井下了 $\phi 70$ 、 $\phi 83$ 或 $\phi 95$ 毫米的深井泵，从而将单井日产液量由48吨提高到161吨，使该开发单元保持采油速度2%，连续稳产了8年，从该单元的驱替特征曲线明显看出，不同含水阶段两次提高产液量均使曲线向横轴两次偏转，阶段采出程度明显提高（图8）。

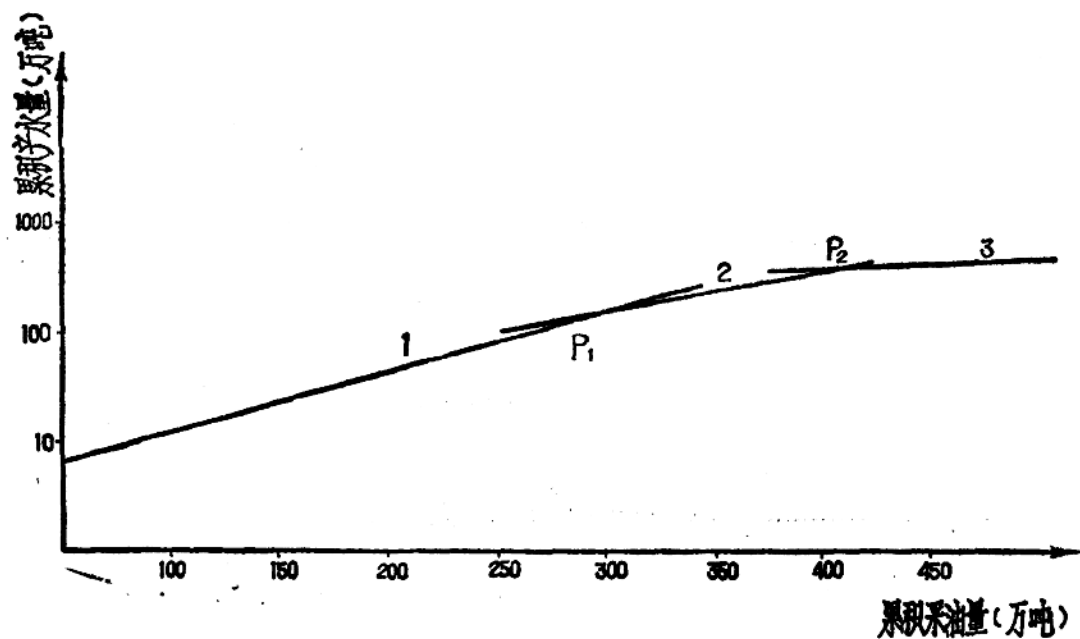


图8 胜坨二区驱替特征曲线图

截止1985年6月，胜利油田已下 $\phi 70$ 、 $\phi 83$ 或 $\phi 95$ 毫米深井泵1440口，占抽油井总数的31%，占抽油井日产量的50%以上，1984年增液66万吨，增产原油24.35万吨。胜利油田由于在含水率不断增长的情况下，及时增大泵径，来提高产液量，保证了原油产量稳产和提高了水驱采收率。

机械采油技术的发展

近几年来，机械采油应用有了较大的进展，围绕着如何更好地发挥机械采油的作用，开展了一些研究工作，并在油田上使用。

1. 机械采油方式优选技术

各种机械采油方式都有其不同的特点，适用范围也有一定的局限性，目前结合我国油田的特点已初步建立了一套机械采油优选方法，并编制了计算机程序。

1) TPC方法：利用各种机械采油方式的油管流出动态曲线，考虑了我国油田开发特点和机械采油工艺水平，计算绘编了有杆泵、水力活塞泵、潜油电泵的优选图版（图9）。由图中可以看出三个区的交点向左偏移，是比较适合我国的实际情况。根据设计的产液量和下泵深度，考虑了中后期油田排液量和生产压差的要求，来优选机械采油方式。

2) 气体影响: 由于各种机械采油方式对气的敏感性不同, 因此在优选方式时要根据各种方式和井下分离器的特性, 选择合理的沉没度, 目前已初步编出了一套优选沉没度的程序, 用以控制吸入口的气液比。

3) 充分考虑变换排液量的灵活性: 如前所述, 我国油田大部分采取早期注水的方案, 在不同的开发时期, 对排液量的要求不同, 因此优选方式时必须优先满足变换排液量灵活性的要求。

4) 油井测试条件: 由于不少油田采用了 $\phi 5\frac{1}{2}$ "油层套管完井, 同时又是多套层系合采, 在生产过程中要求测试分层流量、含水、密度、压力、温度等剖面资料, 因而在优选方式时也要充分考虑这方面的要求。

5) 经济效益对比也是优选方式的重要的指标, 要求有初始投资, 管理费用、能源单耗单位成本经济指标的评价。

为了优选方式方便, 根据我国的特点, 现将主要机械采油方式的适应性列表如下 (见表 3) :

表 3 机械采油方法的适应性

油 井 条 件	有 杆 泵	水 力 活 塞 泵	电 动 离 心 泵
大排量 $\phi 5\frac{1}{2}$ "套管	小于200米 ³ /日	200—500米 ³ /日	200—500米 ³ /日
小 排 量	适用 <20 米 ³ /日	适用30米 ³ /日左右	不 适 用
原油粘度	小于1000厘泊/50℃	2000厘泊/50℃	小于200厘泊/50℃
含 砂	0.002%左右	0.005%左右	0.002%以内
含 蜡	15%左右	40%左右	15%左右
油 气 比	100吨/米 ³	200吨/米 ³ 以内	100吨/米 ³ 左右
腐 蚀	怕 腐 蚀	怕 腐 蚀	怕 腐 蚀
结 垢	不怕结垢	怕 结 垢	怕 结 垢
弯 曲 井	不 适 应	适 应	较 适 应
斜 井	斜度 $<30^\circ$	斜度 $\leq 60^\circ$	斜度 $<60^\circ$
深 井	1800米	3200米左右	2000米以内
中 深 井	最 适 用	较 适 用	适 用
温 度	150℃适用	150℃适用	120℃以下
调 参	较 方 便	方 便	目前还不能调参
检 泵	较 方 便	很 方 便	不 方 便
泵 效	50%	75%	50%

2. 自喷转抽的技术界限

确定自喷转抽的技术界限应该考虑: 转抽后地层压力的水平; 流动压力和生产压差的水平; 产液量的水平, 以及什么时候提高最高产液量。

以上三个方面的具体技术界限如下:

1) 地层压力的界限

抽油井的地层压力恢复仍需保持一定的水平, 其目的不是去提高地层压力以维持油井自喷开采, 而是保证有足够的产液量。否则地层压力的下降, 意味着产液量的下降, 也就是产量的下降。大庆油田根据萨中、喇嘛甸、杏北油田的实际资料进行了测算 (图10)。

由曲线可以看出, 地层压力每下降1大气压, 增产幅度下降5%。

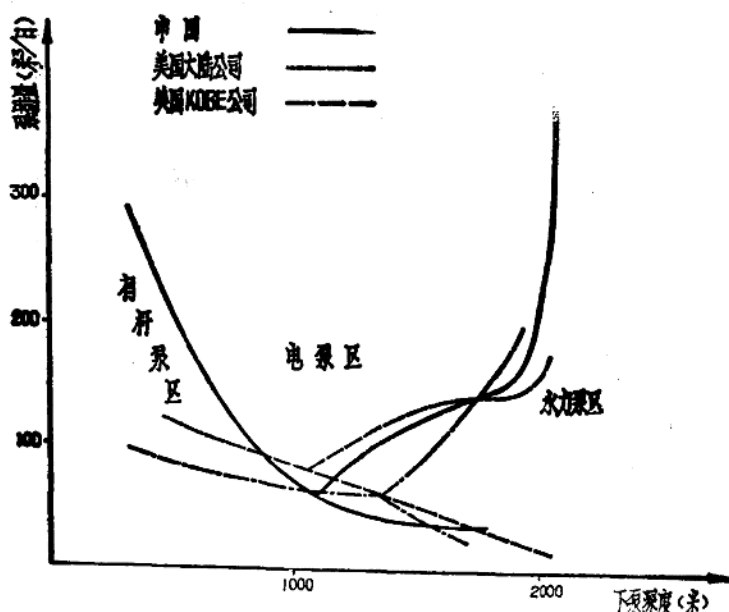


图9 机械采油方式优选曲线

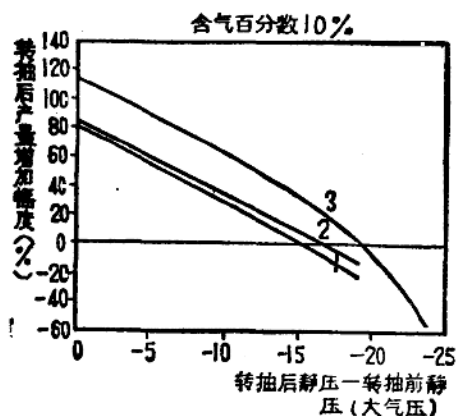


图10 转抽前后静压差与转抽后增产幅度关系图

2) 流动压力的界限

转抽后流动压力的确定，一方面要考虑地层渗流能力与井筒流动特性曲线的协调，同时要考虑泵吸入口含气百分数不能超过泵工作特性所允许的界限。目前井下油气分离器对游离气的最大分离能力为10%，若超过此界限，则气体大量进入泵筒，使泵效降低。有杆泵会产生“气锁”，潜油电泵则造成欠载停泵；另一方面，流动压力所产生的生产压差要大于不动层的启动压差。由于我国多数油田采用早期注水的方法，地层压力维持在较高的水平，因而流动压力降得过低，生产压差过大，会超过油层结构所能承受的极限压差，导致油层结构破坏，大量出砂，或套管损坏等不良的后果，故流动压力的合理下限应当是确保油层结构不受

损害。因此对每个油田的具体界限还要依靠系统试井来确定。

3) 最大产液量的确定

早期注水的油田进入中高含水采油期以后,要改善油田开发效果,强化排液是一个关键的措施。其主要作用是:改变渗流方向,使低压低渗的不动层出油,扩大波及体积,更好地冲洗孔道壁上的原油。因此最大产液量的确定必须明确两个技术界限,一是最大排量的界限,二是什么时候达到最大产液量。

3. 机械采油的分采工艺技术

采用机械采油方式开采,可以降低流压、增大生产压差生产,达到提高产液量,增加出油层厚度和改善开发效果的目的,但有时,由于同井各层之间渗透率、地层压力或原油物性相差太大,即使增大生产压差,也无法使各油层在同井合采的情况下发挥其作用。为了解决这个问题,不少油田研究和试验了一套分采工艺。

1) 有杆泵分采 (图11)

用封隔器按油藏性质将油层分隔开,抽油时在抽油杆下带两个深井泵,每级泵抽一个油层段,抽出原油,可以在泵上端混合一起采出,也可从油套管分别采出。

2) 轮换开采 (图12)

在油层部位,下一封隔器组将油层分为若干个层数,丢手封隔器下至油层顶部,在两个封隔器之间下一滑套。有杆泵、潜油电机或水力活塞泵管柱即可下在丢手封隔器之上,需要开采的层段将滑套打开,暂不开采的层段则将滑套关闭。当倒换层位时,打开需要开采的层

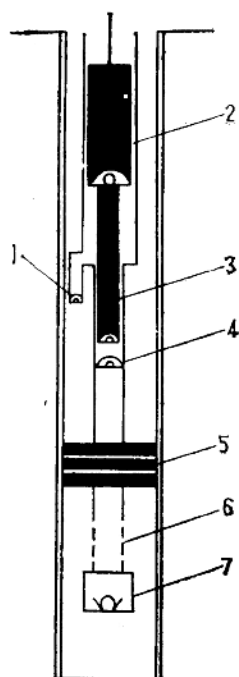


图11 651—I型分采泵示意图

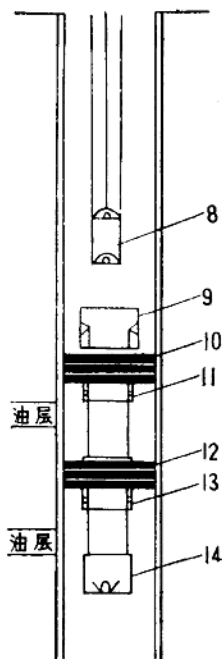


图12 轮换开采管柱示意图

1. 上固定凡尔 2. 上泵 3. 下泵 4. 下固定凡尔(带开关) 5. 封隔器 6. 筛管 7. 球座 8. 抽油泵
9. 丢手接头 10. 封隔器 11. 开关 12. 封隔器 13. 开关 14. 球座

段或关闭不开采层段的滑套。

4. 机械采油测试技术

自喷井转抽油生产后,带来一个很大的技术问题,就是井下动态测试,原来自喷开采时,测压及测出油剖面和含水率的工艺都比较简单,转机采油后,仪器均无法从油管中下到油层进行测试,另一方面,还要测试井下泵的工作状况及示功图,针对上两个方面的需要,这几年做了一些工作。

1) 测压

(1) 有杆泵环空测压 就是在深井泵和套管环形空间,下入小直径压力计($\phi 7/8"$),下至油层中部测压,可以用钢丝或小直径电缆($\phi 4\sim 6$ 毫米)将压力计送下,可以点测或连续测试,但各油田油层套管多为 $\phi 5\frac{1}{2}"$,此方法只能适用小直径 $\phi 56$ 毫米深井泵的抽油井使用, $>\phi 70$ 毫米深井泵的抽油井都不能使用此方法。

(2) 水力活塞泵测压 原来水力活塞泵测压时,必须将井下泵及固定凡尔打捞出来,再下压力计测压,这样工序多,影响油井生产。胜利油田研究了一种新的测压工具和方法,可以不起井下泵即可测压,其方法是在水力活塞泵井下泵的打捞头上装一控制接头,当压力计装置下至井内,压缩打捞头时,则可与油层压力系统勾通,既可测静压和恢复曲线,又可以测流区。若将压力计换成取样器,还可以直接取到吸入口的油、气、水样品。

(3) 潜油电机测压 原来潜油电机采用PSI(或PHD)测试仪器测压,经使用后发现其使用寿命不长。大庆油田研究一种测压阀装置,此装置安在单流阀上部,抽油时,测压阀将油套管液体关闭,测压时,打开与套管的通道,即可下压力计测压。此测压阀还可作泄油阀用。

2) 测出油剖面

(1) 气举法 将原抽油管柱起出,下入气举采油管柱,并根据抽油时产量及有关参数进行设计,确定气举凡尔级数和深度,用气举办法诱喷生产,待生产稳定后,即可从油管下入产量计和含水率计,测试完换回原抽油管柱,但要注意一点,若采用空气气举,投产之前,必须将井筒空气排出再投产,以免天然气与空气混合后引起爆炸。

(2) 抽测法 也是将原抽油管柱起出,在井口装一专用滑轮装置,再将产量计和含水率计下入井内,然后再下入抽油管柱投产,待抽油正常后,测试车上提测试仪器即可进行出油剖面和含水率的测试。这种方法可以较真实地反映井下抽油状况下出油动态,但工序太复杂,测试周期长。

3) 诊断技术

目前已基本上形成两套有杆泵抽油诊断技术。

(1) 图解法诊断技术 这种方法利用实测固定凡尔载荷和游动凡尔载荷,简化了计算程序,减少了计算误差,应用弹簧方程和弹簧常数的概念,采用作图的方法,分析光杆示功图。利用游动凡尔载荷与时间变化曲线分析泵的漏失和计算井下实际漏失量。还可以计算井下流体比重。此方法只在浅井适用。

(2) 井下示功图诊断技术 这种方法利用波动方程和阻尼系数来计算井下不同深度的示功图进行常规的工况分析,同时可以计算出吸入压力。另外还有一套预测光杆示功图的方法,预测不同充满程度的模拟示功图与实测示功图对比分析泵的工况。

由于注水开发,动液面较高、机械采油泵沉没度较大,泵孔距较大,因此诊断技术存在两个关键问题,即精度计算井下流体比重的方法和合理沉没度的确定方法有待进一步解决。

展 望

1980~1985年机械采油在我国有了较大的发展,由单一的有杆泵发展为潜油电泵、水力活塞泵和气举采油等多种方式。并且可以对各种机械采油方式进行优选,并制定了技术界限,以便更好地发挥其作用。通过这几年的实践,不仅提高了原油的产量,改善了开发效果,而且获得很好的经济效益。但还存在不少问题有待于解决。

今后还要进一步提高产液量,因此将要进一步发展完善机械采油技术,1990年油井产液量要比1985年提高一倍,机械采油占油井的比例将要达到85%,其中潜油电泵、水力活塞泵将有较大的发展,在一些有天然气资源的地区,还将要发展气举采油,有杆泵也要进一步完善配套。

今后五年我们打算抓好几件事情:

1. 有杆泵的设计优化,参数合理选择,抽油机、抽油杆和深井泵配合,以及井下诊断技术和解决斜井、定向井抽油技术。
2. 潜油电泵标准化和系列化,发展调频技术,提高 $\phi 5\frac{1}{2}$ "套管内使用潜油电泵的产液量,和提高潜油电泵的使用周期,普遍提高到两年以上。
3. 水力活塞泵要发展闭式流程,采用水基动力液并开展水力透平泵的试验,以适应高含水井中使用的需要。
4. 发展气举采油,优化气举采油井参数及设计,根据不同条件选用不同的气举凡尔,逐步形成配套的工艺技术。
5. 加强研究和发发展抽油井的测试技术,要求能测试分层的出油剖面 and 含水率等参数,及时掌握抽油井的生产动态。

通过今后五年的工作,要把机械采油技术水平再提高一步,保证产液量增长和原油产量的稳定,改善油田开发效果和提高水驱采收率。

致谢:杨文军等同志为本文提供和整理了资料并做了大量工作,特致谢意。

参 考 资 料

1. 加强机械采油工作提高机械采油工艺技术水平 万仁溥 1981.5
2. 论当前油田开发采油工艺中存在的几个问题 万仁溥 1982.7 石油钻采工艺1982年第4期45页
3. 当代油田开采工艺技术 万仁溥 1985.4 石油知识第一期19页
4. 示功图图解法井下诊断技术 陈宪侃 1984.10 石油学报第5卷第四期79页
5. 潜油电泵在中国大庆油田的应用 罗文钊 1985 SPE
6. 大庆杏一区东部降压采油试验效果分析 大庆油田四厂 1984.8
7. 胜利滨一区水力活塞泵总结 郑定杰 1985.7
8. 胜利油田大泵排液采油的实践和认识 张人和 1983.7
9. 辽河油田气举采油工艺 潘自乐 1983.7
10. 对大庆油田转变开采方式的初步认识 彭鹏商 1983.7
11. 油田开采技术 石油部开发司 1984
12. 机械采油方式选择及经济效益对比 石油部开发司 1981.4