

油气田开发研究成果

(选编四)

上



学(北京)

石油勘探开发科学研究院开发所

登录号	085528
分类号	T270.21
种次号	201

目 录

- 一、“注水采油”仍然是今后我国大多数油田的主要开采方式。
- 二、总结油田注水开发实践，改善油田注水中后期的开发效果。
- 三、针对本油田的地质特点，要研究油田注水开发后期进一步提高注入水波及体积的新方法、新工艺。



200422373



00782708

08552/501

石油大学 图书馆 赠书
赠书者: 地科系 日期: 95.12.18

全国已开发油田可采储量的标定方法

林志芳 俞启泰 赵明

油田的可采储量是指在一定井网和采油工艺技术条件下,在合理的经济极限范围内,通过一定的驱动公式,可以从油田地下采出的石油量。油田可采储量的标定是油藏工程研究方面的一项重大课题。可采储量的标定对油田的合理开发有很大的意义,它是编制油田开发规划的基础;从油田开发的角度看,可采储量、剩余可采储量是研究开发问题最实质性的指标;通过对油田可采储量的分析,可以对油田开发趋势作初步估计,有助于油田潜力的分析。油田可采储量和油田地质储量的比值称为采收率,是评价油田开发水平的综合指标。

1985年全国油田可采储量的标定由部开发司和储委办公室组织。在这次标定全国油田可采储量之前,1984年10月部开发司组织部研究院开发所、大庆油田、胜利油田、辽河油田有关的同志共同交流了近年来预测可采储量和采收率的进展和问题,通过几年来的实践和研究,认识有了较大的提高。此后根据部开发司的安排,部研究院开发所的同志总结了国内外水驱采收率预测的方法和经验,写出了“油田水驱采收率预测方法研究”的技术报告,1985年2月在全国油田开发规划会议上进行了宣读,会议决定,参照报告及根据各油田的实际情况,由各油田分别进行可采储量和采收率的计算。1985年全国油田可采储量和采收率标定的对象就是这一段时间各油田的工作成果。最后根据这些成果,对全国已开发的168个油藏的1984年底和“七五”结束时的可采储量和采收率以及剩余可采储量进行了标定,全部结果列在“全国各油田水驱可采储量汇总表”中。

由于我国大部分油田是注水开发,在“油田水驱采收率预测方法研究”的报告中,提出了计算水驱油田可采储量和采收率常用的基本方法。报告中特别提出了水驱采收率上下限的概念。水驱油田最终采收率的上限是指一个水驱油田在开发的经济条件允许下,用注水开发的方法,油田所能达到的最大的最终采收率,它是作为长远规划的目标提出的,是经济条件允许下的根限采收率。水驱油田最终采收率的下限是指,在当前的开发水平下,油田调整工作应达到的最终采收率,它是作为当前调整工作的要求提出的,低于油田最终采收率上限的值。报告中还提出了用多种方法预测油田水驱采收率的概念,水驱采收率计算方法多,适应性各异,因此要用多种方法计算,作为最后标定水驱采收率的基础。

油田可采储量的标定是一项非常复杂而又细致的工作,标定一个油田可采储量的全过程包括以下几个环节:1.根据本油田的实际情况选择计算可采储量的方法;2.统计计算可采储量所需的各项基础参数;3.选择计算方法,按照公式代入各项参数进行计算;

4. 根据多种方法计算的结果最后标定可采储量。其中第4步是很关键的一步工作, 在最后标定可采储量时, 要考虑油田的地质特性, 采用方法的适用性, 计算结果的准确性, 和同类型油田计算结果的对比性, 等等多方面的因素, 综合这些因素, 最后进行标定。以上这些环节的任何一环出现问题, 都将导致整个计算结果的差错。

本次计算可采储量, 按照类型划分, 共采用15种方法。由各油田根据本油田的实际情况及现有条件, 选用其中的几种方法。选用方法见下表。

在计算可采储量时, 使用得最多的方法是水驱曲线法、经验公式法及概算法。这是因为我国大多数油田都采用注水方式开采, 而且处于中高含水阶段, 因此这三个适应水驱计算可采储量的方法应用得比较普遍。

各油田采用的计算可采储量的方法, 可以分为三大类:

1. 直接计算可采储量。如水驱曲线法, 小井距阶段产量对比法, 衰减曲线法。
2. 先确定采收率, 然后根据地质储量换算为可采储量。如经验公式法, 数字模拟法, 概算法, 图版法, 直接标定法。
3. 先计算驱油效率, 然后根据波及系数确定采收率, 最后换算为可采储量。如密闭取心驱油效率法, 室内水驱油模拟试验法, 相渗透率曲线法, 钻井取心残余油饱和度法, 驱油效率法, 电测解释法, 开发分析法。

在确定可采储量时, 对于某一大类方法, 各油田有时又采用了不同的方法。例如水驱曲线法, 应用比较普遍的是累积产油~累积产水关系, 除此以外有些油田还应用了驱替系列法, 个别油田采用了累积水油比~累积注水采油比关系曲线交会法(长庆), 累积水油比、累积耗水比与累积采油量曲线交会法, 以及根据油田实际创造的驱替产率法(玉门)。

截至1984年底的现状可采储量用多种方法计算平衡选值, 一般含水较高的油田以水驱曲线法为主, 含水较低的油田则视情况有所不同, 还有一些小油田则采取直接标定法。

“七五”后的可采储量考虑到“七五”期间的调整措施, 将比现状可采储量有所增加, 计算“七五”后的可采储量主要采取以下三种方法:

1. 利用苏联谢尔加乔夫的井网密度与采收率关系式, 根据现井网密度及对应的采收率, 然后考虑“七五”后的井网密度计算采收率及可采储量。
2. 在现井网可采储量的基础上, 根据“七五”期间的调整工作量大小, 计算可采储量的增加幅度。
3. 对现井网下的采收率确定一个波及系数, 考虑到“七五”后波及系数的增加, 计算“七五”后的采收率及可采储量。

总的看来, 本次全国已开发油田可采储量的标定有以下特点: 1. 本次计算可采储量的方法的原理是正确的, 有些方法如水驱曲线法、经验公式法、概算法得到了普遍的应用; 2. 计算所用的基础数据均来自油田实际, 比较充分和有代表性; 3. 各油田采用的方法是根据油田的地质—物理特性和实际情况来决定的, 有针对性; 4. 采用了一些比较好的作法, 如选取有代表性的相渗透率曲线的方法; 5. 计算结果还和目前的油田动态相验

方法	水驱 曲线法	密闭取 心驱油 效率法	小井距 阶段产 量对比 法	经 公式法	验 油模 拟法	室内水驱 模拟法	数字模 拟法	相渗透 率校正 法	概算法	图版法	取心残余 油饱和度 法	衰减曲 线法	率	法释	法析	开发分 法	直接 标定法
大庆	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓								
辽河	✓			✓	✓						✓						
华北	✓						✓			✓		✓	✓	✓		✓	
大港	✓			✓	✓				✓		✓						
胜利	✓			✓					✓								
中原	✓			✓	✓			✓	✓								
河南	✓			✓				✓	✓								
大庆	✓			✓	✓				✓								
玉门	✓	✓	✓	✓	✓				✓			✓					
新疆	✓			✓	✓			✓	✓			✓	✓				
青海	✓			✓				✓				✓					✓
江苏	✓			✓													
江汉	✓			✓					✓								
吉林	✓			✓					✓								
延长																	✓
四川																	✓
广西																	✓
渤海																	✓

证,并且采用了同类型油田类比的方法。

因此,本次标定的结果是有根据的,有一定准确程度的和可靠的。

在标定中也发现了一些需要改进的地方,主要是:1.目前广泛采用的水驱曲线法中,油田调整措施对水驱曲线形状及计算结果的影响有待进一步研究;2.有些油田计算的采收率明显偏高,反映出有些油田的地质储量需要复算;3.对一些古潜山油田、稠油油田以及非骨干的小油田可采储量计算的研究工作还很不够。

华北油田生产潜力与调整方法研究

韩大臣等

在油田产能大调查的基础上,结合我们所开展的研究工作,对潜山油田从灰岩渗流理论、数值模拟方法、油藏开动态分析等方面做了大量工作。在此基础上按山头逐个进行分析,搞清开发现状、存在问题,找出潜力所在,提出挖潜措施,预测产量变化。对已投入开发的砂岩油田除分油田按断块进行分析外,重点解剖了别古庄油田、岔河集油田。针对华北第三系砂岩油田的地质特点和开采工艺状况,分析了油田的潜力,提出了挖潜的方法和采油工艺的发展方向、配套意见,以及加强开发采油工程体系的意见。还对华北新油田的开发准备、完善测井系列、发展开发测井,以及钻井过程中保护油层等专题进行了研究,提出了华北油田近期年产一千万吨的部署。

一、对任丘油田驱油机理的认识和开发指标预测方法

在系统研究双重介质渗流特征的基础上,发展了一套适合任丘油田的产量和油水界面运动的预测方法。重点是建立双重介质渗吸模型,定量描述岩块渗吸规律,并求出灰岩底水油田油水界面运动问题的解析解。用以对任丘油田油水运动规律、产量和可采储量的预测。通过预测工作后提出,任丘油田岩块渗吸的半衰期较油田实验所得时间长,油田可采储量相应提高,可达1.3亿吨,有利于油田的高产稳产。并分析了渗吸出油的特点,指出油水界面以下尚有相当的可采储量,随着水淹体积的增大,渗吸油量增多,油水界面的上升速度减缓,产量递减幅度相应减缓。并分山头进行了产量预测。

二、潜山油田的潜力与调整方法

将已投产的13个古潜山油田(15个油藏),按生产状况和稳产条件分为四类,分别分析其潜力与调整方法。对重点油田任丘茅山油藏分山头用数值模拟方法对油水界面上升情况和开发指标进行历史拟合,并预测了不同调整方案的开发指标,进行对比分析,推荐了近期内减少古潜山油田产量递减的方案和相应的调整方法以及工作量。

三、砂岩油田的潜力与调整方法

华北第三系砂岩油田多属于复杂的断块油藏，含油层系多、含油井段长，有馆陶、东营、沙一、沙二、沙三、沙四共六套油层，油层物性较差，油井产能较低，多数油藏有条件采用注水开发。

通过对别古庄、岔河集油田的解剖和对已开发油田的分析，提出了提高第三系砂岩油藏的开发效果、加快开采速度的九条意见，并分油田预测调整工作，预计可增加日产水平达到 1098 吨。

四、新区开发工作准备

1984 年计划建设六块地区，新建生产能力 64.4 万吨/年。对分块的地质特点进行了分析，预测了分块的储量，钻井数、单井日产油量及年产油能力。提出了加强地质研究及开发方案编制工作，改造油层的工艺及装置配套形成生产能力等意见。

对 1985 年新开发区的地质特点和开发准备工作分块进行了分析。1985 年有 14 个断块，分属七个油田，新建产能 53.6 万吨/年。依据对这 14 个断块的地质特点、试油资料的分析，提出了提高开发工作效率，必须认真做好开发前的四项准备工作。

通过对古潜山油田、砂岩油田的分析，综合研究了华北油田 1985 年年产油一千万吨的三个方案，经讨论华北油田同意按推荐方案安排工作。

五、发展配套的采油工艺技术

华北碳酸盐岩油田已形成一套认识油层、改造油层、治水夺油的五套工艺技术：测试工艺，酸化工艺，找、堵、封、排水工艺，大排量机械采油工艺，堵酸结合、堵抽结合的综合采油工艺。基本适应了油田开发工作的需要，进一步研究水淹带采油工艺技术。第三系砂岩油田开发只作了初步工艺准备，应狠抓五套必备的基本工艺：生产测试工艺，注水工艺，压裂酸化工艺，机械采油工艺，卡、堵水工艺。并需注意搞好，工艺配套，工具配套、装备配套、队伍配套，以适应开发工作的需要。是当前发展采油工艺技术的迫切问题，要花大力气，认真抓好。

六、建立健全开发采油工程体系，加强油田管理

为健全开发采油工程体系提出了进一步加强局油田开发处；加强油田开发作业队伍建设；加强综合研究、加强采油科研体系；以及提高油田管理水平的七点建议，对提高油田管理水平是重要的。

为了提高华北油田的开发水平、还对几个专门问题提出了建议：

1. 提高测井解释精度，发展开发测井

在提高测井解释精度方面，提出了加强四性关系的研究，做出主要油田的渗透率图版，并需增加测井项目，完善测井系列。如碳酸盐储层增加中子、密度和补偿声波测井。

在发展开发测井工作方面重点是建立开发测井队伍，开展开发测井方法及相应的解释和研究工作。对碳酸盐岩油田开发和挖潜，以常规方法为主，作时间推移测井研究水淹状况和剩余油分布。用同位素测井方法研究吸水剖面和划分裂缝带。对砂岩油田提出用能谱测井、中子寿命测井及各种测注测方法，解释地层水淹程度和剩余油饱和度。在调整井或加密井中用介电测井、人工电位等方法测定水淹状况和剩余油饱和度。

2. 完井和保护油层

调查了90余口井的地质、钻井、试油、压裂、酸化等伤害油层的情况。建议在第三系地层钻两口井、做好设计工作，从钻开油层、完井、固井、射孔、试油等各个环节都尽量做到减少损害，求出该区的真实产能，拟定规章制度，科学的设计井身结构和完井液、修井液的系列化，以及工艺设备的配套。

3. 轻油回收与原油稳定问题

华北油田实测损耗任一、二、三、联每日达2.8万方，为了保护环境，提高经济效益必须尽快把轻油回收，原油稳定工程搞上去。

我们这些工作是在华北油田领导和有关同志的大力支持下进行的，为我们提供了丰富的资料并进行了充分的讨论，帮助我们提高工作质量，谨此表示感谢。

改善油田注水开发的几个问题

本文针对我国油藏的地质特点，和老油田注水开发的实践，提出进一步改善油田注水开发的几点意见：

一、“注水采油”仍然是今后我国大多数油田的主要开采方式。

本文从两方面进行论述：首先是因为目前已投入开发的油田均发现于陆相含油盆地内，这一特定的石油地质背景下，不易形成大型天然水压驱动的油藏。要保持油田高产、稳产和夺取较高的采收率，需要注水补充能量。另外，陆相湖盆这一特定的环境下所生成的石油，主要为石蜡基石油，粘度特高。根据注水开采过程中含水上升规律，原油粘度较高的油田，在注水开发过程中，大部分可采储量要在中、高含水阶段采出来，这是我国大多数油田的一个特点。根据预测，我国到一九九〇年，现已开发油田大部份将进入高含水阶段，但由于我国原油粘度比较高的特点，仍然是扩大注水开发效果，提高水驱采收率的重要阶段。

二、总结油田注水开发实践，改善油田注水中后期的开发效果。

本文分析了油田注水过程中，随着油井含水的上升，注水的利用率逐渐降低，由于我国大部份储层属于陆相沉积，具有油层非均质性严重和原油粘度比较高的特点，这在宏观上造成水驱油更加不均匀，注入水的波及体积不高，注水效率降低。根据油田地质这一特点，为尽可能地扩大注入水在油层中的波及体积，降低注水效率下降的速度，进一步改善油田注水中后期开发问题提出以下五点意见：

1. 加强对油田开发过程中“压力系统”的研究，提高对注水和采油两者辩证关系的认识。

2. 改善油井转抽下大泵措施，进一步提高油井放大生产压差的措施效果。

3. 油田注水的水质问题要引起我们的极大重视。本文较系统地分析了注入水的水质对油田注水的影响。

4. 改善低渗油田的注水开发效果。本文强调要注意低渗透储层研究，根据储层特点选择相应的注入剂。

5. 加深对油层内注入水分布状况的研究和认识，进一步改善钻调整井的效果。本文提出要采用多种手段和综合分析的方法把地下剩余油搞清楚，使油田调整工作做到有的放矢。

三、针对本油田的地质特点，要研究油田注水后期进一步提高注水波及体积的新工艺新方法。本文提出在中高含水期油田开发上出现两个特点：一是随着油井含水上升，其注水效率在逐渐下降，但下降的速度不同，这是由于油层和油层中流体性质的不同，

开采方式的差异,以及进行调整措施等因素的影响。二是在注水开发油田到后期阶段,地下剩余油分布更为分散,已不适于大量钻调整井,注水井的井况大部份变坏,已不能进行正常分层注水。为了进一步提高注入水的利用率,和进一步扩大注入水的波及体积,要针对油田的地质特点,研究油田注水开发后期改善其开发效果的新工艺新方法。如改变液流方向注水、周期性间歇注水和在注入水中添加化学剂提高水驱油效率等。

改善油田注水开发的几个问题

在我国石油生产已进入新的持续增长的大好形势下,我们油田开发工作者,要认真总结油田注水开发的实践,解放思想,开阔视野,勇于思考探索,不断发现新的领域。在老油田注水开发工作中,要勇于开创新局面,不断地扩大注入水在油层中的波及体积,提高油田的最终采收率。为此,就进一步改善油田注水开发问题,谈几点看法:

一、“注水采油”仍然是今后我国大多数油田的主要开采方式。

我国目前注水开发的产油量占全国原油产量的93%,现在注水开发油田已采出地质储量20%左右的情况下,采油速度仍然保持在1.8%。油田的注水开采,为老油田的高产稳产起到了重要的作用。根据我国已注水开发油田的地质特点来看,要实现“少井高产,多井接替和持续增长”的目标,今后还得继续抓好油田注水这个基础。

1. 我国已开发油藏中大部分天然能量不足

由于已投入开发的油田都发现于陆相含油气盆地内,其沉积模式有河流—三角洲、冲积扇—扇三角洲、水下扇沉积和三角洲间湖湾沉积四种类型,其中以河流—三角洲沉积建造为主,在这样的沉积环境下,砂体沉积较小,一般顺河流方向延伸,侧向延续性差。由于河流规模较小,所建设的三角洲叶状体也相应较小,这就决定了其沉积的砂体规模较小,单砂体厚度从小于1米到很少超过10米,(现在油田实际工作中常把大于4米的砂层称为厚层)。沉积仅数米厚砂层的河流本身就反映了砂体宽度不可能太大,很多河流砂体宽度不足一公里,一些顺直型分流河道砂体一般仅有100—200米宽。例如:大庆油田一些开发区井网从 600×500 米加密到 300×250 米和 300×125 米后,多控制了这类砂体25—30%的储量。特别是断陷盆地陡坡的河流相沉积规模更小。在这一特定的石油地质背景下,不易形成大型天然水压驱动的油藏,因此,目前国内已发现的天然水压驱动或边水能量补充较大的油藏都是一些面积较小、边部开启的构造,断块面积最大的永安镇油田7平方公里,一般小于5平方公里。在我国陆相含油气盆地这样一个特定的石油地质条件下,不易形成大型天然水压驱动油藏,因为没有渗流条件好、大面积分布储层的前题,同时缺少上百倍于含油储层体积的连通水体作后盾。在已开发油田中天然能量充足小断块和油田的地质储量为1.3亿吨左右,只占已开发地质储量的2.0—3.0%,储量占97%左右的油田天然能量都不足,需要注水补充能量,以保持高产、稳产和夺取较高的采收率。

2. 已注水开发的油田原油粘度比较高,大部份可采储量,要在中—高含水阶段采出;

由于陆相湖盆这一特定的水介质和生油环境下所生成的石油,主要为石蜡基石油,原生油藏的油大多含蜡较多,粘度较高。例如:大庆油田、双河油田等。次生油藏的油一般为高含胶质,低凝稠油。如:孤岛油田、羊三木油田、克拉玛依油田等。由于原油高含蜡和高胶质引起高粘度,致使已开发油田地下原油粘度大于5厘泊的储量占已开发储量的90%左右。

根据注水开采过程中含水上升规律是:低粘原油含水上升慢,高粘原油含水上升快,据苏联部分已到开发末期油田统计,低粘油田在综合含水60%时一般采出可采储量的55—80%,原油粘度大于5厘泊的油田在综合含水60%时一般采出可采储量小于50%。例如:阿尔切金油田地下原油粘度5厘泊,孔隙度17—18%,渗透率2400毫达西,在油田综合含水60%时只采出可采储量的43.5%,在油田综合含水70%时采出可采储量的51%,在油田综合含水80%时采出可采储量的66%,对于原油粘度大于5厘泊的油田,这种现象就更为突出。因此,原油粘度高的油田,在注水开发过程中,大部分储量要在中、高含水情况下采出来,这是我国大多数油田的一个特点。

根据预测:我国已开发油田到1990年,一部分油田是中含水阶段,大部分油田将进入高含水阶段,但由于我国原油粘度比较高,中、高含水阶段仍然是注水开采的一个重要阶段,在这个阶段至少可以采出可采储量的一半。正是由于已开发油田的这一特点,即使是已到高含水的那部分油田注水工作仍还有很多工作要做,仍然是扩大注水开发效果,提高水驱采收率的重要阶段。

二、总结油田注水开发实践,改善油田注水中后期的开发效果

在油田注水的初期阶段注水利用效率最高,注入到油层中的水能够起水驱油的作用,油井见水后,随着油井含水的上升,注水的利用效率逐渐降低。由于我国大部份储层属于陆相沉积,具有油层非均质性严重和原油粘度比较高的特点,这在宏观上造成水驱油更加不均匀,注入水的波及体积不高,注水效率降低。作为油田开发工作者的责任,在于根据本油田地质特点,通过主观努力采取相应开采方法和新工艺,去尽可能地扩大注入水在油层中的波及体积,降低注水效率下降的速度。为此,下面就进一步改善油田注水开发问题谈几点具体意见:

1. 加强对油田开发过程中“压力系统”的研究,提高对注水和采油两者辩证关系的认识。

在注水开发的油田中,采油和注水是一个统一的整体,两者通过油层压力有机地联系在一起,相互制约,不能强调一方面而忽视另一方面。如要使油层压力稳定在某一水平上,则要求供给水量与采出量相平衡。供给水量包括注入水量和天然的边底水侵入量。采出量则包括采出油量、水量以及气量三者的总称。当注入量大于采出量时,地层压力上升,由于在一定的注水设备的流程条件下以及一定的地层和井网条件下,提高注入压力是有一定限制的,随着地层压力上升,注入压差要减少。注入量会下降。在一定采油设备条件下,随着地层压力的上升,就为油井增加采出量创造了条件,当注采之间

达到一个新的平衡时，地层压力不再上升，这时注入量等于采出量。当注入量小于采出量时，地层压力下降，在一定的采油设备条件下，随着地层压力下降，采油压差变小，采出量下降，当注采达到一个新的平衡时，地层压力不再下降，趋于稳定。由此可见，油田注水开发过程中的“压力系统”是由注入量与采出量进行调节的。地层压力稳定又是注采相平衡的标志。说明在油田注水开发过程的压力系统和注采系统两者是有机相联的整体。

油层压力保持的水平，根据油田注水开发的实践。表明不能太高，也不能太低。如果要油田压力保持在过高的压力水平上开发，则为了实现注和采的平衡，保证一定的注入量，就需要一定的注水压差（即注水井底压力与油层压力之差），由于油层压力高了，所以要求注水压力也得相应地提高。当注入压力大于油层的破裂压力时，油层会被压开而注入水沿裂缝突进，大大减小注入水的波及体积，降低注水采收率，同时还会加速注水井的井况变坏，和影响调整井的钻井速度及固井质量，也不利于井下作业。当油层压力高于原始压力时，还会使油田地下原油外流，造成可采储量损失。如果油层压力水平保持得太低，一方面大的生产压差建立不起来，另一方面使得地下原油脱气，油层内出现三相流动，这不但影响水驱的采收率，而且还会降低泵效，这样的开发效果是不好的。

如有的油田计算注采比时，只考虑采出的水量和油量，而忽视了采出油层里的气量。只考虑了人工注入的水量，而忽视了天然边底水的侵入量。使计算出来的注采比不能代表地下的真实情况。

又如，有的油田放大压差提高排液量，只考虑通过下大泵或放大油咀，来降低流压，而忽视了需要油层保持一定的压力水平，而没有及时调整注水量，至使产液量大于注水量，造成油层压力下降，因为采油压差是油层压力与流压之差，如果油井流压减小，而油层压力也在下降，结果不可能建立起预想的大采油压差。达不到油井稳产或增产的目的。

总之，要加强对油田开发过程中“压力系统”的研究，提高对注水和采油两者的辩证关系的认识，针对油藏的地质特点，进行科学的计算，通过调节注水和采液量，使油层压力保持在合理的水平上，这样才能一方面为正常合理的注水提供科学依据，另一方面也能为满足油井高产稳产提供所需要的能量补给。

2. 改善油井转抽下大泵措施，进一步提高油井放大生产压差的措施效果。

通过总结油田注水开发的实践经验，各油田已普遍认识到，注水开发油田的综合含水达到中高含水期后，一般可通过改变开采方式或换大泵放大生产差，不断提高单井排液量，以保持老油田继续稳产。

但是，油田注水开发到了中后期，油井综合含水已在60%以上，其中单层含水可能已达80%以上，在这种情况下，采用放大油井的生产压差提高油井排液量的措施，一定要在注水井搞好分层注水和油井搞好卡堵水的条件下进行，才能收到预期的效果，对于这一点还没有被更多的人所认识。

大港油田一九八三年一季度换大泵共计50口，平均日增产原油仅1吨。经分析发现这50口换大泵的油井中，有三分之一只增加产水量，油量反而下降，其原因一是在注水

井上没有进行相应的调配工作，二是在油井里也没有卡堵水。造成油井中的高压高含水层进一步干扰其他层，从而使这些井在换大泵后，其综合含水普遍上了一个台阶，产油量下降。

我国现已投入开发的油田，都发现于陆相含油气盆地内，储层主要是湖盆碎屑岩沉积，具有层间、层内非均质严重的特点。这在注水开发油田中带来了水驱油的非均匀性。在合采的油井中含水虽然已达中高含水期，但其中只是个别油层含水高，大部份层含水比较低，甚至没见水，这些油层往往由于其压力比较低，渗透性差，在一般生产压差下很难出油或出油不太多。所以必需一方面在注水井中搞好分层注水，加强对这些差油层注水，同时控制对高含水层注水。另一方面在油井中卡堵高含水层，在此条件下再通过转抽下大泵，使油井中的差油层在较大的生产压差下投入开发，从而提高了注入水驱油效率，扩大了注入水在油层中的波及体积。

由上所述，要提高油井在高含水期放大生产压差的措施效果，油井放大生产压差的措施必须要与水井分层注水和油井堵水相结合。但是在注水开发油田后期，由于长期在高压注水的作用下，注水井井况损坏严重，如老君庙油田现有注水井 268 口，其中井况坏的 129 口，占 51.2%。在这种情况下，很难作好分层注水，所以要重点抓好油井的卡堵水。搞好油井的卡堵水，其关键是要把地下的分层出油状况弄清楚。目前采用抽油开采方式的油田，由于在油井中分层测试的手段还没完全过关，平时主要靠油田动态分析来间接地判断分层开采状况，很不适应目前油田开发的需要，在抽油机井中不起下油管的综合测试已成为急待解决的问题。有的油田已在抽油井上进行环空测试试验，但由于缺少小直径的测试仪器，尚不能满足生产的需要。因此建议从国外引进抽油井环空测试用的小直径测试仪，以尽快解决抽油井的分层测试问题，搞清地下的分层开采状况，提高油井放大生产压差，提高注入水波及体积的措施效果。

3. 油田注水的水质问题要引起我们的极大重视

通常作为油田注入水用的水源有三种：即地面水源（如河水、湖水、海水等）、地下水源（即地层水）和所采出含水原油中脱出的污水。

油田注入水质通常包括两个方面的内容，即注入水的物理性质和化学成分。注入水的温度、悬浮物大小及含量属于物理性质。其化学成分由下述指标来表示：

- ① 盐的总含量（阳离子和阴离子的重量之和）。
- ② 含有那些阳离子（如钙、镁、铁、锰、钠和钾等阳离子）。
- ③ 含有那些阴离子。
- ④ 硬度是多少。
- ⑤ 氧化度。
- ⑥ PH 值是多少。
- ⑦ 溶解气，溶有那些气体，其数量是多少。
- ⑧ 有的注入水中还存在有细菌，如铁细菌，硫酸还原细菌等。

由于每个油田的油层物性和其所含流体都不尽相同，因此注入水的水质对每个具体油藏来讲，都应该有不同的要求内容。油田注水开发的实践表明，通常注入水的水质对

油田注水开发的影响，一般表现在以下两个方面：

第一，注入水中所含机械杂质对油层吸水能力的影响。

在注入水中通常含有溶解的、胶体状的和悬浮状的物质，一般通称为机械杂质。在淡水中的机械杂质为砂粒和泥粒。在回注的污水中的机械杂质则为氧的水化物、铁的低氧化物、铁的硫化物、碳酸钙和石油产品中不溶于水的物质。

对于砂粒和泥粒来说，假如它们的粒度大于油层的喉道直径，在注水过程中，则会被沉淀在注水井井底附近带的渗滤面上。假如颗粒小于油层的喉道直径，则这些物质会进入油层而被沉淀在距井底不同距离的孔隙通道中。其深入油层的距离取决于这些物质颗粒的大小和水在油层中的渗流速度，这样在注水井井底附近带中从渗滤表面到距井筒的一定距离的孔隙通道中受到了淤塞，使得注水井中油层的吸水能力不断下降，对低渗透率油层来讲这种影响尤为严重。

在注入的污水中的机械杂质大体上是属于化学作用的产物，它们还有吸附石油产品的能力。而这些石油产品在污水中是经常存在的，从而与机械杂质形成综合的细小悬浮体，这些细小的悬浮体随注入水进入油层，随着渗滤速度的减低，它们被沉淀和粘附在油层的孔隙和裂缝表面上，增加了水驱油的阻力，使得注水井的吸水能力下降。甚至注不进水。

目前在国外对油田注入水中机械杂质对注水井的吸水能力的影响比较重视，针对各个油田具体地质特点，经过大量的室内和现场试验研究，制定出限制注入水中机械杂质含量和颗粒大小的标准。现在我们各个油田只有对注入水中机械杂质限制其含量的标准，而没有对机械杂质颗粒大小限制的标准。特别是对中低渗透率油层来讲，制定限制注入水中机械杂质颗粒大小的标准，更为主要。

在确定储油层平均喉道半径方面，苏联的特列宾教授针对砂岩油田，基于水动力学和毛细管驱替规律推导出下列公式：

$$r_{cp} = \frac{2}{7 \cdot 10^3} \sqrt{\frac{K}{\psi}} \quad (1)$$

式中： r_{cp} —油层的平均喉道半径（公分）

K —渗透率（达西）

ψ —孔隙度（小数）

从（1）式中可以看出，如果知道了油层的渗透率和孔隙度的数值，即可计算出油层的平均孔隙半径。同时根据国内外油田的实践资料表明，油层的渗透率和孔隙度之间存在着一定的相关关系。如果把一些油田渗透率和孔隙度的关系曲线绘在同一的半对数坐标上，则可发现这些曲线的斜率和在纵轴上的截距值均不相同，但其回归方程式均可以用下式来代表：

$$\psi = a \cdot 10^{bk} + b \quad (2)$$

式中： a —曲线的斜率

b —截距

曲线的斜率和截距的不同，即表明这些油田油层的孔隙结构是不同的。因而在确定

某油层的平均喉道半径时，必须预先作出该油层的 $\psi = f(k)$ 的关系曲线。然后确定出相应的渗透率和孔隙度值，再代入 (1) 式即可计算出平均的喉道半径 r_{cp} 。这样就可以确定出对注入水所含机械杂质颗粒大小的上限标准。

计算油层喉道半径方法很多，如压汞方法、电镜扫描等，但资料最多、最普遍的还是孔、渗资料，因此立足于油层的孔、渗资料来求油层的平均喉道半径，以便确定注入水中机械杂质颗粒大小的上限标准，我们认为这是个行之有效的方法。建议各个油田针对各自的地质特点，计算出自己的平均喉道半径，尽快建立起检查注入水中机械杂质颗粒大小的标准。

第二，注入水中的含氧量对油层中原油性质的影响。

通常在地面水（淡水）中含有约 10 毫克/公升的氧，地层水中的氧含量要少一些。根据苏联鞅粗石油研究所利用含氧的水驱油的室内试验，随着采出液量中含水量的增加和石油与水接触量的增加，石油的体积系数、饱和压力、压缩系数、油气比均在逐渐减小，而油层中石油的密度和粘度在逐渐增加。当含水比为 80% 时，饱和压力下降 22%（原始饱和压力为 84.9 大气压），粘度升高 20%。

随着油藏开采过程的进展，如果对注入水不进行脱氧措施，则这种不脱氧的注入水不仅会腐蚀地面管道，而且会在油层中对原油起长期氧化作用，其结果，可以引起油层中原油的流动性降低，甚至造成不流动的状态，在油层中形成一些死油区，直接影响到油田开发后期的开发效果，降低了油田的采收率。

为此，我们建议各注水开发的油田，特别是注地而水的油田，都应对注入水采取脱氧措施。这不但对提高注水采收率有利，也是对注水设备进行防腐的有力措施。

4. 改善低渗透油层的注水开发效果

我国现已投入开发的油田，储油层主要属于陆源沉积。陆源沉积层的特点：一是非均质程度高，二是泥质含量较高，三是大多为中、低渗透储层，喉道半径小。据室内试验和矿场研究表明，在注淡水的条件下，在油层中一些泥质均有迁水膨胀的能力，从而使油层的渗透性和孔隙度降低。

在含泥质油层中通常影响到油层渗透性和孔隙度的粘土矿物主要有 4 种：即高岭土、绿泥石、蒙脱石和伊利石。含有这样粘土矿物的油层，当注入淡水时，一方面由于高岭土等粘土矿物被注入水打碎而移动到喉道狭窄处产生堵塞，另一方面蒙脱石等，对水有非常大的亲和力，其体积迁水后可成倍膨胀，从而使注水井的吸水量下降甚至注不进水。

苏联的波法诺夫和杜士卡罗夫在研究波克洛夫油田 B₂ 层的注水状况时，发现油层中的泥质含量对油层的水相渗透率影响比较大。他们在 15 口注水井中进行了详细的分析研究工作，发现在油层中的泥质含量不超过 3% 时，注水一段时间后注水井的吸水能力下降 1.5—2 倍，但经过对注水井井底进行反复冲洗后吸水能力可以完全恢复。在泥质含量为 4—6% 时水相渗透性被降低 3—5 倍，在冲洗井底后，吸水能力不能完全恢复。当泥质含量大于 7—10% 时，则油层的水相渗透性被降低 6—30 倍。在泥质含量达到 20—30% 以上的油层，均不吸水。

另外，根据苏联的日尔托夫等人进行的实验说明，泥浆汪水膨胀后难以恢复其原有的性质。他们在由石英砂（95%）和蒙脱石泥岩（5%）混合制成的岩样模型中，进行了随着水矿化度改变对水渗透性影响的试验。模型的空气渗透率为9.9达西，孔隙度40%，保持一定的注入压差下依次向模型中注入盐水（矿化度100克/公斤 NaCl），蒸馏水，然后再注入盐水的试验。

第一次注入盐水时，360 分钟内注入48倍孔隙体积的水后，其渗透率为4.46达西，然后在105分钟内注入0.9倍孔隙体积的蒸馏水，其渗透率为0.1达西，后又在200分点内注入0.65倍孔隙体积的蒸馏水，模型的渗透率提高到0.27达西，然后停止试验17小时。再向模型中注入相同矿化度盐水，模型的渗透率只能恢复到0.33达西。这个试验说明，在油层中的泥质组分汪水膨胀后即不能恢复原状。

苏联西西伯利亚秋明油区的萨莫特洛尔油田，在开发层系中 AB₂—3 层中的泥质含量10%左右，这些泥质的组分是高岭石、绿泥石、水云母和蒙脱石，通过对油层岩样模型进行试验。发现在岩样经淡水渗滤使水相渗透率下降后，再用不同类型的水进行渗滤时，其渗透率的恢复程度是不一样的，例如用地层水可使岩样的渗透率增加30%，用采出的污水可增加43%，用1.5%的氯化钙水溶液可增加12%。用上述三种水依次进行渗滤后可提高55%。

在陆源沉积层中，泥质是主要的胶结物，因此在我国油田的油层中，凡属于渗透性较低的油层除粒度较小外，其泥质含量均较高。

油 田	渗 透 率 (毫达西)	泥 质 含 量 (%)
马 岭	小于250	11—23
商 河	0.1—300	10—15
克 拉 玛 依	小于200	7—15
魏 岗	250—350	5—15
曙 光 四 区	小于300	13.9—18.6

从上表看这些油田的油层中泥质含量最低为5—7%，最高达到15—23%，在油田注水后油层的水相渗透性将降低5倍以上。

根据上述情况，建议对投入开发的新低渗透性油田，在注水之前先进行稳定泥岩的措施（如注氯化钙水溶液或羟基铝等），有时也可以注高矿化度盐水。对目前在注淡水的已开发低渗透油田，采用注一定量的高矿化度水或氯化钙水溶液，在对低渗透油层进行稳定措施的基础上，限制注入水中机械杂质的大小，和采用较高注水压差进行注水，这样可以更好地提高低渗透层的吸水能力。要改变目前对低渗透性油田只靠高压注水来提高其吸水能力的作法，这样可能会加速粘土矿物的破碎而堵塞孔道，使吸水能力急剧变小，或者形成裂缝而造成水窜。

5. 加深对油层内油水分布状态的研究和认识，进一步改善钻调整井的效果

近几年来，我们所钻的调整井，大体上可以分为四种类型：

(1) 层系调整井, 这是主要的一类, 大约占了调整井总数的一半。

(2) 补充完善井, 这一类调整井约占30%。

(3) 井网加密井, 这一类调整井约占10%。

(4) 老油、水井的更新井, 这类调整井所占比例也为10%左右。

一九七九年以来, 每年调整井投产的井数在逐渐增加, 从1000口左右增加到2350口井。年产油量从350万吨增加到656万吨。占新井产量的比例在逐年上升, 从55%提高到80%以上。通过钻这些调整井, 不仅为老油田稳产起了很大作用, 同时扩大了注入水的波及体积, 改善了差油层的动用状况, 使钻调整井的各油田在不同程度上增加了可采储量, 提高了油田采收率。效果总的看来是比较好的。通过近年来的油田调整工作, 在钻调整井方面也积累了不少的经验。但是要进一步提高油田的调整效果, 在钻调整井方面还有不少的工作需要改善。特别是加深对油层内油水分布状态的研究和认识, 搞清地下剩余油的分布, 这是我们搞好油田调整的基础, 也是我们提高调整井效果的关键。

因为我国大部份油田属于非均质严重的多油层油田, 这样的油田在注水开发中后期调整时, 由于油层的非均质性和油层压力的不平衡性。使油层中的剩余油分布异常复杂。近年来各油田针对自己的地质特点, 分别采用密闭取心、能谱测井、数值模拟和水淹层测井手段, 大部份油田在作调整方案之前, 能够基本上把地下情况搞清楚。油田调整工作做到有的放矢, 一般调整效果都比较好。如胜坨油田二区沙一段, 含油面积7.28平方公里, 地质储量1019万吨。我院开发所与胜利油田的同志合作, 用黑油数值模型计算了该区的地下剩余油饱和度, 并作出地下剩余油饱和度分布图。结合分层动态资料, 提出新钻一批调整井。从目前新井投产情况看, 钻调整井的效果是好的。如2—53井就是主要根据剩余油饱和度分布图在低含水区部署的一口调整井。84年4月17日投产, 生产沙一段 1^3 层, 油层厚度14.4米。只射开4米, 初期日产油246吨, 含水2.5%。另外 2^2 层原来推测为高含水层, 数值模拟表明该层是低含水, 还有较大潜力。最近投产的2—43井, 射开 2^2 层3.6米, 日产油62.4吨, 含水14.7%。胜2—51井生产 2^2 — 3^1 层, 油层厚15.6米, 射开顶部2米, 日产油55吨, 含水36%, 改变了原来认为 2^2 层已无多大潜力的看法。但也有部分油田, 由于测试手段不过关等种种原因, 在钻调整井前对地下剩余油分布不太清楚。结果调整效果不好, 吃到苦头。例如一九八〇年调整的唐家河油田, 由于调整前对地下情况不清, 结果调整方案设计所钻井17口, 至1981年已完钻的12口井中, 无油层及水淹的井达4口, 投产的7口井, 设计100吨, 实际仅79吨, 未达到方案设计指标。调整的效果是比较差的。

所谓把油田地下剩余油分布搞清楚, 包括两个方面的内容: 一是要知道地下剩余油以什么方式储存在什么地方, 以指示调整井部署的位置。二是待调整井完钻后, 通过测井测试等手段, 要了解调整井中各油层的含油、水状况, 以便确定调整井的射孔方案, 最后要定准调整对象。

为了把地下剩余油分布搞清楚, 必须研究测定剩余饱和度的新方法, 完善测定剩余油饱和度的测试系列。在美国对测定地下剩余饱和度比较重视, 一般都采用多种方法进行测定, 他们认为用一种方法不能确定剩余油饱和度值的。目前美国通常用以下列方法