

油田开采经验汇编

注 水

57.6

石油化学工业出版社

TE352.6

1
3

油田开采经验汇编

注 水

6518/07



石油化学工业出版社

A451465

内 容 提 要

本书内容主要介绍大庆及胜利油田有关油田注水工艺和分层配水、配产、测试及其工具、仪表的使用与维护等方面的经验。同时还介绍了大庆油田的含油污水处理与回注、油田水管道水泥内衬防腐及油管防腐技术等。

本书的内容丰富，经验具体实用，对现场人员有一定参考价值。

本书可供各油田矿场从事油田开采专业的工人和技术人员参考阅读。各院校油田开采专业的革命师生亦可参考。

油田开采经验汇编

注 水

石油化学工业出版社 出版

(北京和平里七区十六号楼)

燃料化学工业出版社印刷二厂 印刷

新华书店北京发行所 发行

开本 $787 \times 1092 \frac{1}{32}$ 印张 $3 \frac{1}{2}$

字数 76 千字 印数 1—5,500

1976年4月第1版 1976年4月第1次印刷

书号15063·油76 定价0.26元

内部发行

前 言

在毛主席革命路线指引下，随着我国石油工业高速发展的大好形势，近几年来采油工艺也有了很大的提高。采油工艺已从单项技术发展 to 工艺配套，从单项措施发展到综合措施，从全井笼统措施提高到分层选择性措施。采油工艺的发展和提高，有力地配合了油田开发方案的实施，为油田综合调整、挖潜，保持稳产高产提供了有效的手段。

为了广泛交流采油工艺方面的经验和成果，我们将分册出版《油田开采经验汇编》，陆续介绍各油田的经验和成果。由于我们编辑水平所限，缺点错误之处在所难免，请读者提出批评指正。

目 录

早期分层注水、保持压力, 长期稳产高产.....	1
大庆油田含油污水处理及回注.....	7
油田水管道水泥内衬防腐.....	17
油管防腐技术.....	26
空心活动配水器分层注水工艺.....	42
偏心配水器与偏心配产器.....	47
106流量计	78
104型浮子式井下流量计	82
浮子式产量计.....	91
捶击式取样器.....	102
用压力计检验封隔器密封的方法.....	107

早期分层注水、保持压力， 长期稳产高产

大 庆 油 田

大庆油田在总结国内外油田开发经验的基础上，结合本油田的地质特点，采取了早期分层注水，保持油层压力的开采方法。由于早期注水保持了油层能量，油田开发十五年来持续高产稳产，生产主动。

通过十多年来的实践，对于油田注水问题有以下几点认识：

1. 坚持早期注水保持油层压力的作法，就是为了保持油井旺盛的生产能力。丢掉了较高的压力水平，就等于丢掉了油井的生产能力。

例如大庆油田中区，一九六〇年六月投入开发以后，十月就开始了注水，由于一开始就狠抓了早期注水工作，到现在，采出程度已达20%，综合含水达到47.2%，而目前单井日产水平仍保持了投产初期的水平。

我国克拉玛依油田投入开发的时候，由于当时缺乏经验，初期靠溶解气驱采油，投产两年后才开始注水，由于注水晚了，油层压力不断下降，使油井生产能力连续下降。如该油田二中区开发初期单井日产油16吨，到一九六〇年只有4吨，目前已降至1.8吨，几口井只起到初期一口井的作

用。

在大庆油田开发的实践过程中，也有这方面的正反教训。例如中区，自一九六四年控制注水，到一九六五年七月，虽然“三稳”井的比例由16%增加到50%，可是全中区日产油量却减少了800吨。这主要是因为把全区的日注水量控制得比原来少了600米³，使全区压力下降所造成的。

同样，高产井丢了压力也可以变低产，甚至停喷。例如北三区2-63井，日产油量曾达到过160吨。由于缺水，压力连续下降到总压差为-17.5大气压，管理困难。到一九七三年四月，含水10%就停喷了。其后，北三区1-67井注水后，该井于一九七四年六月恢复生产，日产18吨。压力恢复到原始值后，年底产量又提高到100吨，重新达到了高产井的水平。

相反，加强注水工作，注意发挥注水进攻性的作用，恢复油层压力，油井就可以保持或提高生产能力。如中区8-3井，由于受附近西三断块不注水溶解气驱开采试验的影响，一九六五年油层压力已低于饱和压力，6毫米油嘴日产油42吨。西九排注水井转注后，油层压力恢复到总压差为+3.6大气压，同样用6毫米油嘴日产油58吨。随后根据工人同志的意见，重新换了集油管线，降低了回压，调整了注采系统，把油嘴换为12毫米，日产油量提高到200吨以上，成了高产井。

坚持早期注水，保持油层压力，就能充分发挥油层的生产能力。相反，晚注水或既注水又不保持油层压力，就会丢掉生产能力，油田开发就比较被动。因此，“宁可丢几个压力，不让含水上升”的说法是片面的，应该改变这些看法。

2. 油田进入含水采油阶段，为了保持较高的生产能力

并实现稳产，仍然要坚持分层注水保持压力。

油井见水后，随着含水率的上升，井筒内液注压力增大，井底流压也相应地上升。根据中区的资料统计，大体上含水率上升10%，井底流压上升4~5大气压。井口油嘴不改变时，井底生产压差实际上在不断地缩小。因此，油井的产油量下降。只有不断地调整油嘴，放大油井的生产压差，才能保持见水井的产量稳定。油层压力低了，调整生产压差的余地就不大了。为此，需要把油层压力保持在较高的水平上。

例如，中区6-10井，见水后油嘴由5毫米逐步放大到10毫米，日产液量由34吨提高到83吨，含水率升至50%左右，日产油量仍有40吨左右。原因是注水井及时地提高了注水量，使这口井的油层压力始终保持在原始压力附近。

再如，南一区3-27井，投产一年后见水，目前含水率44.0%。含水采油十一年，日产油量始终保持在150吨以上。已累积产油68万吨，至今日产油量还有189吨左右。同样也是由于油层压力始终保持在原始压力附近，目前总压差为+2.5大气压。

3. 饱和压力比较低的地区，为了实现稳产，延长自喷开采期，同样要把油层压力保持在较高的水平上。

饱和压力低的地区的油井，主要担心井筒内脱气点高，见水后液柱比重更大，井口压力更低，更容易停喷。对这种地区有一度曾产生过不敢注水、不敢恢复压力的想法。宁可少注些水，也要把压力保持在较低的水平上，以免含水上升造成油井停喷。这样也引起了油井生产能力的降低。通过专门试验说明，油井见水后是否停喷，仍然取决于地层压力的高低，地层压力高于静水柱压力就不会停喷，低于或接近静水柱压力，即使含水不高也能引起停喷。所以把油层压力保

持在较高的水平上，是维持适当的生产压差，保持油井自喷能力的重要条件。

4. 对已见水的主力油层，仍然要坚持注水保持压力。

主力油层是占油田储量主要部分的油层，是前阶段油田产油的主力，目前虽已见水，有的含水已较高，但还有很大的潜力。从中区新钻的检查井取心资料看出，见水的主力油层中还有很大部分储量没有采出来，水淹的部位也只是其中的一部分。第一排井含水高了，中间井排上还有很大部分储量要开采。尤其是经过最近几年的实践，找到了不少新的措施。如对主力油层进行细分层段堵水配产，见水层层内压裂等，都见到了较好的效果。在最近几年内这些见水的主力油层仍然是挖潜的一个重要方面。因此对待主力油层仍然要注水保持压力。

5. 在强调充分发挥“水利”的同时，必须认真对待注水引起的“水害”。

注水后的效果，同时存在着“水利”和“水害”两个方面。这两个方面是对立统一的矛盾的两个方面，必须同时认真对待。

十五年来，在注水工作中得到的一个教训是，任何时候都不要“猛注水”，强调加强注水发挥进攻性作用绝不等于“猛注水”，也就是不要“超平衡注水”。

我们先后有两次猛注水的教训。一九六一年油田刚注水，当时缺乏经验，曾笼统地几乎无控制地注水，造成了注入水单层突进过快，油井过早见水。一九六四年中区出现的“注水三年，水淹一半，采出程度只有5%”的局面，实际上是猛注水的结果。

一九七〇年为了扭转地下亏水现象和恢复压力，提出加

强注水是必要的。但是提出在短时期内限期消灭低压排块的做法却有操之过急的倾向。致使部份地区短时间内注水过猛，造成超平衡注水。虽然压力恢复了一些，但不少地区又引起注入水单层突进过快，含水上升速度太快的后果。

这些经验大家都应该加以总结，并认真吸取。

当前，有一些井含水猛升，是由于个别井段超注、猛注，注水井管理不好造成的。例如，中 8-3 井 6 个月内含水率由 6% 升至 28.0%，日产油量下降了 48 吨。

实践表明，只要违反了注采平衡的原则进行超平衡注水，或因管理不善造成猛注水，以及注水条件不好，合格率低等都会造成“水害”。绝不能把因工作上的问题而造成的“水害”，简单地、不加分析地说成是注水带来的“水害”。

6. 油水井配产、配注工作，必须坚持注采平衡的原则。

搞好注水很重要的一环是把配产配注搞好。配产配注的原则是分层注采平衡。

我们说的注采平衡是指通过油井压力变化反映出来的实际的平衡，不是指纸面上算下来的、未经实践检验的“平衡”。因此，必须在充分调查的基础上进行配产配注。各个开发区、各个井组，甚至各个方面，都有特殊情况，必须具体情况具体分析，不能生搬硬套。更不能马虎从事，简单处理。必须真正下功夫去调查油井实际变化，按实际情况来确定。

注采平衡可以从注和采两头去着手调理，不要死板地只调注水不调采油。注水量超注了，一时又调换不了水嘴时，可以调整油井产油量以达到新的平衡；油井放产了注水跟不上，看到压力下降，就应该将产油量降下来，达到新的平衡。

当面积注水井周围油井对注水井的注入量要求不同时，

必须全面分析各井的情况,综合考虑,抓住主要矛盾,照顾重点油井,要有主有次,以高为主,以低为次。这样才不致因控制低产井含水上升而忽略高产井的增产,才可以满足较高产量油井的需要,发挥注水保持压力的作用。

7. 必须认真搞好分层配水。要实现注好水,充分发挥注水进攻性作用的目的,关键是要搞好分层注水。

当前,大庆油田有85%的注水井进行分层注水,但是由于配水不准,管柱和下井工具有缺点,施工质量不高,管理不善等原因,不少地区的注水合格率不高。正常注水的井数不多,正常注水的时间不长。这对稳产是不利的。因此,要注好水必须作到如下几点:

- (1) 要有一个比较切合实际的分层配水方案;
- (2) 要有准确的注水井分层测试资料;
- (3) 分层配水的施工质量要高;
- (4) 下井工具要仔细检查合格;
- (5) 注水井要管理好。

其中,任何一点做不到时都不能充分发挥“水利”,甚至引起“水害”。

十五年的经验告诉我们,必须学会辩证地看待油田注水带来的“水利”和“水害”这两个方面。要注意防止一种倾向掩盖另一种倾向。强调了“水利”,不要忽视“水害”,又不要丢掉“水利”;始终要把立足点放在充分发挥“水利”上面。要敢于注水,也要善于注水,发挥注水进攻性的作用,使油田长期稳定高产。

大庆油田含油污水

处理及回注

大庆油田研究设计院

大庆油田是采用早期注水开采方式，随着油田开发期的增长，油田含油污水量不断增加。对含油污水的处理和利用，是油田建设的一项重要任务。将含油污水处理后又用于注水，是综合利用污水、避免环境污染的根本途径。

一、含油污水水质特点

1. 水质分析

根据分析得知，大庆油田含油污水属于碳酸氢钠型碱性水，其特性是pH值高、碱度大、硬度低、不含铁、含油量大、水温高、表面活性高、矿化度高，具体数据见表1。

2. 含油污水中石油乳化物的性质

含油污水中的油包括乳化油和石油乳化物。其中乳化油含量一般占水中总含油量的30~55%。这种乳化油的乳化程度很高，是“水包油”型乳化物。由于分散度较高，水中又有表面活性较高的亲水乳化剂——环烷酸及其盐类，所以，这种乳化油在水中相当稳定，很难靠油水比重的不同自然分离。要将这部分乳化油分出去，必须破乳。由于乳化油颗粒在水中带有负电荷，所以，用阳离子混凝剂进行破乳是比较合适的。

二、处理回注流程及主要构筑物

表 1 含油污水水质分析

分 析 项 目	数 据
水温, $^{\circ}\text{C}$	50~60
pH 值	8.0~8.5
CO_3^{--} , 毫克/升	90~100
HCO_3^{-} , 毫克/升	950~1000
Cl^{-} , 毫克/升	618~635
SO_4^{--} , 毫克/升	12.15
Ca^{++} , 毫克/升	15.2
Mg^{++} , 毫克/升	4.6~6.2
$\text{K}^{+} + \text{Na}^{+}$, 毫克/升	698.7~844.3
矿化度, 毫克/升	2400~2600
灼烧残渣, 毫克/升	2~11
还原物, 毫克/升	1.35~1.68
总铁, 毫克/升	痕 迹
环烷酸, 毫克/升	35.2
含油量, 毫克/升	5000~10000
总硬度, 德国度	3.2~3.5
暂时硬度, 德国度	3.2~3.5
表面张力, 达因/厘米 ²	63.1 (50 $^{\circ}\text{C}$)
界面张力, 达因/厘米 ²	35.3 (50 $^{\circ}\text{C}$)
粘度, 厘泊	0.77 (45 $^{\circ}\text{C}$)

1. 回注含油污水水质标准

根据大庆油田特点, 目前采用的回注含油污水水质标准为: 机械杂质含量不大于 2 毫克/升; 含铁量不大于 0.5 毫克/升; 含油量不大于 30 毫克/升。

2. 回注流程

大庆油田含油污水的处理流程为: 自然浮升——混凝浮升——过滤——回注, 如图 1 所示。

原油脱水器排出的含油污水, 利用电脱水器出口压力流

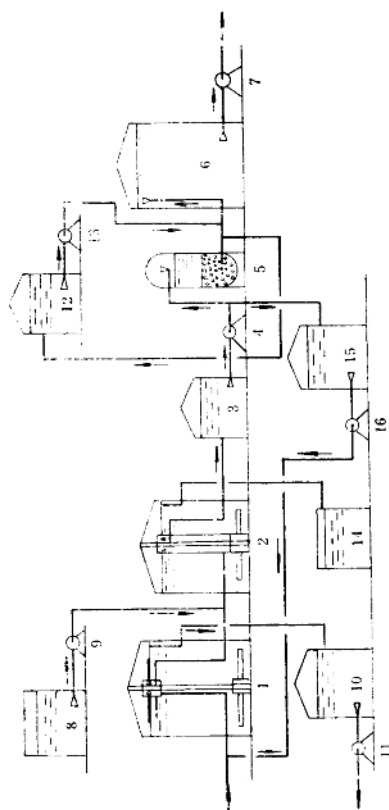


图 1 含油污水处理回注流程图

1—立式除油罐；2—二次混凝除油罐；3—混凝剂溶液罐；4—提升泵；5—石英砂过滤罐；6—清水罐；7—耐酸加药泵；8—清水罐；9—耐酸加药泵；10—回收油罐；11—回收油罐；12—反冲洗水罐；13—反冲洗水泵；14—污水池；15—反冲洗水回收罐；16—回收水泵

入一次立式除油罐，使污水中的浮油及部分乳化油分离出来。然后污水流入二次混凝除油罐，在罐的进水管内加入混凝剂，在罐内中心筒中进行混合、反应，经混凝浮升除油后，污水得到二次净化，然后流入吸水罐，用提升泵送至石英砂过滤罐，进一步除去水中悬浮杂质和残余的油粒。过滤后的污水流入清水罐，用注水泵送至各注水井回注。

一次立式除油罐分离出来的原油，由罐上部的集油槽收集后，流回收油罐，用泵送回原油罐。

二次混凝除油罐分离出来的污油，也由罐上部集油槽收集后流回污油回收池用作燃料。

石英砂过滤罐的反冲洗水是用过滤后的污水，由反冲洗热水罐贮存，用反冲洗泵冲洗。冲洗后的废水流入反冲洗回收罐，再用泵送至一次立式除油罐回收利用。

3. 主要处理构筑物

(1) 一次立式除油罐

一次立式除油罐结构见图2。由脱水器排出的含油污水靠剩余水压，通过进水管1、配水室2和配水管3流入除油罐内。污水在罐内自上而下流动的过程中，靠油水的比重差进行油水分离。分离出的原油浮升至水面，污水向下流入罐底集水管4再汇集集水室5中，然后经穿孔中心柱管11向上流至出水管6，流出罐外，进入二次混凝除油罐。

分离出来的原油达到一定高度时，流入集油槽8，经出油管7流至回收油罐。在罐顶油层中设有加热蒸汽盘管12。

含油污水在罐内的停留时间为3~4小时，可将含油量为5000~10000毫克/升的污水的含油量降至1000毫克/升以下，除油效率一般可达90%以上。

进入一次立式除油罐的污水中一般不加混凝剂。只有当

水质变坏或二次除油罐不能工作时，才在污水中加凝剂。

(2) 二次混凝除油罐

二次混凝除油罐的作用是除去水中剩余的分散度很高的乳化油，这部分乳化油必须经过破乳以后才能从水中分离出来，该罐结构及作用原理基本与一次除油罐相同，见图3。

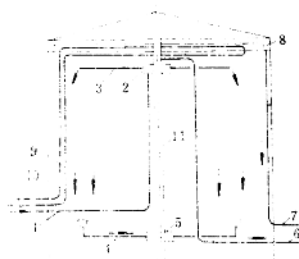


图2 一次立式除油罐

1—进水管；2—配水室；3—配水管；
4—集水管；5—集水室；6—出水管；
7—出油管；8—集油槽；9—蒸汽回水管；10—蒸汽管加热盘管；11—中心柱

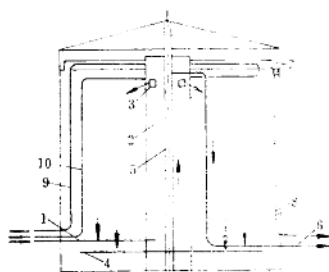


图3 二次立式除油罐

1—进水管；2—反应筒；3—出水孔；4—穿孔集水管；5—中心柱；
6—出水管；7—集油槽；8—集油管；9—蒸汽管加热盘管；10—蒸汽回水管

污水在进入二次除油罐前，在进入水管内加入凝剂（ FeCl_3 或 FeSO_4 ）。污水在罐内的中心筒中与凝剂充分混合反应后，凝剂进行水解，生成氢氧化亚铁。氢氧化亚铁是一种胶体物，带有正电荷，它吸附了带负电荷的乳化油颗粒及机械杂质，形成矾花浮至水面，使污水进一步净化。

根据大庆油田污水特点，采用氯化亚铁和硫酸亚铁作凝剂处理效果均较好。但由于含油污水中的大量硫酸盐还原菌能将污水中的硫酸根还原成硫化氢，而硫化氢腐蚀设备和管道，所以在生产中不宜采用硫酸盐作凝剂，而用氯化亚

铁较好。进入二次除油罐的污水含油量小于1000毫克/升时，投加纯度为39.5%的氯化亚铁50~60毫克/升。如用硫酸亚铁($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$)时，则投加量为100毫克/升左右。污水在二次混凝除油罐中停留时间为1:52小时，在反应室停留时间为7~10分钟，经二次混凝除油罐处理后的污水，含油量可由1000毫克/升降到100毫克/升以下。

(3) 压力式石英砂过滤罐

经二次除油后的含油污水中还存在一定数量的悬浮物杂质及乳化油颗粒。石英砂过滤能截留污水中的悬浮物杂质，还可以起一定的破乳作用。压力式石英砂过滤罐结构如图4。它和一般水处理所用的压力式过滤罐相同，但是要在罐顶设一小口径的排油排气管，使罐内分离出来的原油及硫化氢随时排出来。罐内滤料为石英砂，其平均粒径为0.5毫米，滤层厚度为0.8~1.0米，垫料层采用卵石，厚度0.6~0.7米。各层组成及厚度见表2。

表2 滤罐内卵石层的组成及厚度

卵石层次	卵石颗粒直径，毫米	卵石层厚度，毫米
1	1~2	100
2	2~4	100
3	4~8	100
4	8~16	150
5	16~32	150~250

石英砂滤罐的滤速为8米/时，反冲洗周期24小时，冲洗强度为10~12升/米²·秒，水温45~50℃，用过滤后的含油污水即可。

含油量为100毫克/升以下、含铁量15毫克/升以下的污