

油气田污水污泥处理 关键技术

YOUQITIAN WUSHUI WUNI CHULI
GUANJIAN JISHU

主 编 吴 奇

副主编 汤 林 王立坤 党延斋 李志刚



石油工业出版社

油气田污水污泥处理关键技术

主 编 吴 奇

副主编 汤 林 王立坤 党延斋 李志刚

石油工业出版社

内 容 概 要

本书介绍了油气田采出水及污泥处理的现状与发展,分不同类型油田对中高渗透油田采出水、低渗透油田采出水、化学驱采出水以及稠油高温采出水的处理、回注与回用技术,气田开发中的污水处理技术,油田含油污泥无害化处理和资源化利用技术及海上油气田污水污泥处理的关键技术分别做了介绍。此外,还介绍了13项油气田污水污泥处理新技术与设备。

本书适合从事油气田污水污泥处理的设计、研究人员及现场工作人员以及高等院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

油气田污水污泥处理关键技术 / 吴奇主编.
—北京:石油工业出版社,2017.10
ISBN 978-7-5183-2177-3

I. ①油… II. ①吴… III. ①油气田-污水
处理②油气田-污泥处理 IV. ①X741.031

中国版本图书馆CIP数据核字(2017)第247182号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址:www.petropub.com

编辑部:(010) 64523546 图书营销中心:(010) 64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017年10月第1版 2017年10月第1次印刷

787毫米×1092毫米 开本:1/16 印张:19.5

字数:496千字

定价:100.00元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

目 录

第一章 油气田采出水及污泥处理现状与发展趋势	1
第一节 油田注水开发历程	1
第二节 油气田采出水处理技术现状与发展趋势	2
第三节 含油污泥处理现状及发展趋势	22
参考文献	24
第二章 中高渗透油田采出水处理与回注技术	25
第一节 水质特点	25
第二节 注水水质指标	26
第三节 典型处理工艺流程	26
第四节 关键处理技术及设备	32
第五节 工程案例	41
第六节 技术展望	44
参考文献	44
第三章 低渗透油田采出水处理与回注技术	45
第一节 水质特点	45
第二节 水质标准	51
第三节 典型处理工艺流程	52
第四节 关键处理技术及设备	64
第五节 采出水回用系统	67
第六节 初步认识及技术展望	71
参考文献	72
第四章 化学驱采出水处理技术	73
第一节 水源及水质特点	73
第二节 回用途径及水质标准	78
第三节 处理工艺流程	80
第四节 关键处理技术及设备	85
第五节 工程应用案例	92
第六节 技术展望及建议	96
参考文献	97
第五章 稠油热采采出水的处理与回用	98
第一节 来源及水质特点	98

第二节	回用途径及水质标准	102
第三节	水型分类及典型处理工艺流程	104
第四节	关键处理技术及设备	108
第五节	应用实例	114
第六节	技术总结及展望	117
参考文献		119
第六章	气田开发污水处理技术	120
第一节	气田开发中污水的水源及特性	120
第二节	气田开发中污水的处理技术	123
第三节	天然气处理厂污水处理技术	139
第四节	气田开发中污水资源化利用处理技术	144
第五节	压裂返排液处理技术	150
参考文献		175
第七章	油田含油污泥无害化处理和资源化利用技术	177
第一节	含油污泥的来源及特性	177
第二节	含油污泥处理及资源化的意义	178
第三节	含油污泥处理标准	179
第四节	含油污泥减量化技术	180
第五节	含油污泥处理和资源化利用技术	181
第六节	含油污泥处理技术工程案例	187
第七节	发展趋势	189
参考文献		190
第八章	海上油气田污水污泥处理关键技术	191
第一节	海上油气田污水污泥处理的现状与发展趋势	191
第二节	海上中高渗透油田采出水处理与注水技术	194
第三节	海上低渗透油田采出水处理与回注技术	201
第四节	海上气田开发中的污水处理技术	203
第五节	海上化学驱采出水处理技术	205
第六节	海上油气田采出水处理及回注典型工程	206
参考文献		213
附录	油气田污水污泥处理新技术与设备	214
附录一	电化学油水分离技术在油田采出水中的应用	215
附录二	三合一模块化处理含油污水达标回注技术	221
附录三	“倍加清”特种微生物组合处理技术在油田污水处理中的应用	226
附录四	气浮技术及设备	232
附录五	多相分离与油田污水处理技术	241
附录六	阻截除油技术在油气田污水处理中的应用	250

附录七 大直径耐污染陶瓷膜在油气田污水处理中的应用253

附录八 废水电催化氧化深度处理及达标关键技术257

附录九 压裂返排液资源化利用261

附录十 瓜尔胶压裂返排液重复利用技术研究及应用267

附录十一 DYL T 型螺旋固液分离装置在石油石化含油污泥减量处理中的应用 ...276

附录十二 橇装式含油污泥化学热洗设备与技术的应用284

附录十三 含油污泥资源化和无害化处理核心设备及解决方案290

第一章 油气田采出水及污泥处理现状 与发展趋势

在油田开发过程中,随着油藏自身能量的递减,原油开采越来越困难,为保持或提高油藏压力,将采出水回注地层以提高采收率,成为油田开发的主要手段和措施。

根据油藏空气平均渗透率,油田类型可分为高渗透油田、中渗透油田和低渗透油田,根据油品性质,又可以分为稀油油田和稠油油田。为确保注水开发效果,避免地层污堵,需要对采出水进行处理,以去除悬浮物和污油等污染物。不同类型的油田,其注水水质要求不尽相同,因此针对不同类型油田的采出水处理出水的控制指标要求也不相同,具体控制指标及要求,后续章节将详细论述。

经过多年的开发实践,目前已研发出多种以除油、除悬浮物为基础的油田采出水处理技术和设备,并形成多种工艺流程。

气田并不像油田那样需要注水来保持地层能量、提高采收率,针对其采出水的处理,主要是满足环保指标要求。

在油田采出水处理过程中产生了大量的含油污泥,如果处置不当,会造成严重的环境污染。因此,需要对含油污泥进行无害化处理。

第一节 油田注水开发历程

油田开发历经自喷、二次采油及三次采油等几个阶段,随着自喷开采的时间不断地增长,开采出来的原油不断增多,致使油层本身能量不断被消耗,油层压力不断下降,地下原油大量脱气,黏度的增加使得产油量大大减少,有的时候甚至会停产,造成地下残留大量的死油采不出来。为了保持或提高油层压力,油田开始进行注水。

玉门油田是中国最早进行注水开发的油田,1957年,老君庙油田成为当代中国第一个开始注水开发的油田。1960年10月,大庆第一口注水井中7排11井开始试注。

早期的注水开发采用清水注水,随着注水开发的延长,油田采出液开始见水,1961年9月,大庆第一口井中6排13井见水。初期脱出的污水直接排放,但随着采出水量逐年增大,油田面临采出水必须进行处理的问题。

1963年,国内油田技术人员开始研究采出水处理工艺,并于1969年在大庆建成并投产了全国第一座采出水处理回注站,以后陆续开始兴建采出水处理回注站,将油田产出的含油污水处理后回注地下,不但节省了淡水资源,而且实现了水的循环利用,同时也保护了环境。

至 2016 年底，油田采出水处理已走过了 40 余年的历程，中国石油天然气股份有限公司（简称中石油）各油田年采出水量 $93337 \times 10^4 \text{m}^3$ ，共建设采出水处理站 658 座；中国石油化工股份有限公司（简称中石化）各油田年采出水量 $43800 \times 10^4 \text{m}^3$ ，共建设采出水处理站 154 座，形成了规模庞大的采出水处理系统（表 1-1 和表 1-2）。由于采出水处理系统规模巨大，采出水处理系统的成本成为油气田整体开发效益重要的影响因素之一。

表1-1 2016年中石油和中石化各油田采出水量平衡情况表

序 号	类 别	中石油 (10^4m^3)	中石化 (10^4m^3)	合计 (10^4m^3)
1	采出水量	93337	43800	137137
2	注采出水量	84498	41135	125633
3	无效回注量	2266	2190	4456
4	外排量	1224	475	1699
5	锅炉及其他回用量	5350		5350

表1-2 2016年中石油和中石化各油田采出水处理站情况表

序 号	类 别	中石油 (座)	中石化 (座)	合计 (座)
1	用于注水的采出水处理站	626	147	773
2	用于回用的采出水处理站	20	5	25
3	外排及其他用途的采出水处理站	12	2	14
4	合 计	658	154	812

第二节 油气田采出水处理技术现状与发展趋势

一、国内油气田采出水处理技术现状

1. 采出水中污染物及分类

由于采出水经过了原油集输及处理整个过程，因此污水中杂质种类及性质都和原油地质条件及注入水性质、原油集输条件等因素有关。采出水是一种含有固体杂质、液体杂质、溶解气体和溶解盐类等较复杂的多相体系。

1) 采出水中污染物

油气田采出水中含有以下污染物：

(1) 悬浮固体。其颗粒直径一般为 $0.1 \sim 100 \mu\text{m}$ ，主要包括以下几大类：

- ① 泥沙： $0.05 \sim 4 \mu\text{m}$ 的黏土、 $4 \sim 60 \mu\text{m}$ 的粉砂和大于 $60 \mu\text{m}$ 的细砂。
- ② 各种腐蚀产物及垢： Fe_2O_3 、 CaO 、 MgO 、 FeO 、 CaSO_4 、 CaCO_3 。

③ 细菌：硫酸盐还原菌 ($5 \sim 100\mu\text{m}$)，腐生菌 ($10 \sim 30\mu\text{m}$)。

④ 有机物：胶质沥青质类和石蜡等重质油类。

(2) 胶体。粒径为 $0.001 \sim 0.1\mu\text{m}$ ，主要由泥沙腐蚀结垢产物和微细有机物组成，成分与悬浮固体基本相似。

(3) 分散油及浮油。污水原水中一般含有 1000mg/L 以下的原油，其中 90% 左右为 $10 \sim 100\mu\text{m}$ 分散油及大于 $100\mu\text{m}$ 浮油。

(4) 乳化油。污水原水中一般有总油量 10% 以下的 $0.001 \sim 10\mu\text{m}$ 乳化油。

(5) 溶解物质。在污水中处于溶解状态的低分子及离子物质，主要包括：

① 溶解在水中的无机盐类，基本上以阳离子和阴离子形式存在，其粒径为 $0.001\mu\text{m}$ 以下，主要包括： Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 K^{+} 、 Na^{+} 、 Fe^{2+} 、 Cl^{-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 等，此外还包括环烷酸类等有机溶解物质。

② 溶解的气体。包括：溶解氧、二氧化碳、硫化氢、烃类气体等，其粒径为 $3 \times 10^{-4} \sim 5 \times 10^{-4}\mu\text{m}$ 。

2) 采出水的分类

油气田采出水根据开发方式，可分为以下几类：

(1) 油田采出污水。

① 稀油采出污水。

稀油密度一般小于 0.89g/cm^3 ，污水黏度适中，流动性好，油水密度差大，污水中含油较易处理。国内大多数油田均属稀油油田。

② 稠油采出污水。

稠油是高密度 (0.93g/cm^3 以上)、高黏度原油的总称，稠油污水含较高沥青质和胶质，具有较大的密度和黏滞性，油水密度差小，增加了处理难度，稠油污水集中在辽河、新疆油田。

③ 注聚采出污水。

油田采用聚合物驱采油后，随着采出污水中聚合物含量增加，含油污水黏度成倍增大，由于水相黏度的增加，絮凝作用明显变差，加大了含聚合物污水的处理难度。

聚合物驱采出污水集中在大庆油田。此外，大港、辽河、华北、长庆等油田正开展小规模试注。

④ 常温集输采出水。

由于采出液的不加热输送，使得进入污水处理系统的采出水温度降低，水相黏度增大，不利于沉降处理。

(2) 气田采出污水。

气田采出水含盐量大，通常在 $10^3 \sim 10^4\text{mg/L}$ 数量级之间，还常伴有镉、铅、锌、砷、硫化物等有毒物质，是危害较大的一种污水。

气田采出水集中在四川、长庆、塔里木等油田，其他油田有部分产气区块。

2. 油田采出水处理技术现状

1) 水质标准要求

采出水处理后用于油田注水时，为避免堵塞地层，应满足油田注水水质标准。目前油气

田注水水质参照 SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质标准》执行，见表 1—3。

表1—3 《碎屑岩油藏注水水质标准》（SY/T 5329—2012）推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率（ μm^2 ）		≤ 0.01	$> 0.01 \sim 0.05$	$> 0.05 \sim 0.5$	$> 0.5 \sim 1.5$	> 1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值（ μm ）	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量（mg/L）	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	< 0.076				
	SRB菌（个/mL）	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	铁细菌（个/mL）	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^5$
	腐生菌（个/mL）	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^5$

注：（1） $1 < n < 10$ ；
（2）清水水质指标中去掉含油量。

根据 SY/T 6285—2011《油气储层评价方法》中关于碎屑岩储层类型的划分，注入层平均空气渗透率小于 $0.05\mu\text{m}^2$ 的储层属于低渗透油藏，注入层平均空气渗透率在 $0.05 \sim 0.5\mu\text{m}^2$ 的储层属于中渗透油藏，注入层平均空气渗透率大于 $0.5\mu\text{m}^2$ 的储层属于高渗透油藏。行业注水水质标准 SY/T 5329—2012 根据不同的注入层平均空气渗透率，推荐了不同水质控制指标，详见表 1—3。

由于不同油藏区块的特性千差万别，部分油田公司根据自身的实际情况，制订出适宜本油田不同渗透率的注水水质标准，而不再执行上述行业标准。大庆、新疆、大港以及长庆、江苏、江汉等油田都制定了适合自身油田特点的水质标准。

大庆油田执行的注水水质标准见表 1—4 和表 1—5，长庆油田执行的注水水质标准见表 1—6。

表1—4 大庆油田油藏水驱注水主要控制指标（2004年12月28日修订）

空气渗透率（ μm^2 ）	≤ 0.02	$> 0.02 \sim 0.1$	$> 0.1 \sim 0.3$	$> 0.3 \sim 0.6$	> 0.6
含油量（mg/L）	≤ 5.0	≤ 8.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0
悬浮固体含量（mg/L）	≤ 1.0	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 10.0
悬浮物颗粒直径中值（ μm ）	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 3.0
平均腐蚀率（mm/a）	≤ 0.076				
硫酸盐还原菌（SRB）（个/mL）	≤ 25				
腐生菌（个/mL）	$N \times 10^2$	$N \times 10^2$	$N \times 10^3$	$N \times 10^3$	$N \times 10^4$
铁细菌（个/mL）	$N \times 10^2$	$N \times 10^2$	$N \times 10^3$	$N \times 10^3$	$N \times 10^4$

注： $0 \leq N < 10$ 。

表1-5 大庆油田含聚合物污水注水主要控制指标（2004年12月28日修订）

空气渗透率（ μm^2 ）	<0.1	$0.1\sim0.3$	$>0.3\sim0.6$	>0.6
含油量（ mg/L ）	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0
悬浮固体含量（ mg/L ）	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0
悬浮物颗粒直径中值（ μm ）	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 3.0	≤ 5.0
平均腐蚀率（ mm/a ）	≤ 0.076			
硫酸盐还原菌（SRB）（个/ mL ）	≤ 100			
腐生菌（个/ mL ）	$N\times 10^2$	$N\times 10^2$	$N\times 10^3$	$N\times 10^4$
铁细菌（个/ mL ）	$N\times 10^2$	$N\times 10^2$	$N\times 10^3$	$N\times 10^4$

注： $0\leq N<10$ 。

表1-6 长庆油田采出水回注技术推荐指标

注入层空气渗透率（ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ ）		<1.0	$1.0\sim10.0$	$>10.0\sim100.0$	>100.0
控制指标	悬浮固体含量（ mg/L ）	<5	<10	<10	<15
	悬浮物颗粒直径中值（ μm ）	<3	<3	<3	<5
	含油量（ mg/L ）	<10	<15	<20	<30
	平均腐蚀率（ mm/a ）	<0.076			
	SRB菌（个/ mL ）	<10			
	TGB菌（个/ mL ）	<100			
辅助指标	总铁量（ mg/L ）	<0.5			
	pH值	$6\sim9$			
	溶解氧（ mg/L ）	<0.05			
	硫化物（ mg/L ）	<2.0			
	二氧化碳（ mg/L ）	$-1.0\sim1.0$			

对于稠油油田，由于开发过程中不需要用于注水驱油，因此其采出水除可以输送到常规注水开发油田回注外（执行相应的注水指标），还可以用于注汽锅炉，此时的处理指标需要执行石油行业标准 SY/T 0027—2014《稠油注汽系统设计规范》，具体指标要求详见表 1-7。

表1-7 采出水回用于注汽锅炉推荐指标

参 数	指 标	备 注
溶解氧（ mg/L ）	≤ 0.05	
总硬度（ mg/L ）	≤ 0.1	以 CaCO_3 计

续表

参 数	指 标	备 注
总铁 (mg/L)	≤0.05	
二氧化硅 (mg/L)	≤50	
悬浮物 (mg/L)	≤2	
总碱度 (mg/L)	≤2000	
油和脂 (mg/L)	≤2	
可溶性固体 (mg/L)	≤7000	
pH值	7.5~11	

在采出水处理实际工程中,当用于油田回注时,无论执行什么水质标准,水质控制指标项基本相同,只是控制指标的具体数值存在差异,因此所采用的技术均为除油和过滤等除油、除悬浮物技术,但需根据不同的水质控制指标要求,在工艺流程中采用不同的技术组合和设备参数。

当稠油采出水用于注汽锅炉给水时,不仅需要去除油和悬浮物,还需要去除硬度、硅等指标,因此需要在除油、除悬浮物等技术的基础上,串联离子交换等去除硬度技术。

当油田采出水外排时,需要执行国标 GB 8978《污水综合排放标准》,在考虑去除油和悬浮物的同时,还需考虑采用相应的生化处理技术,去除 COD、BOD、氨氮等控制指标。

2) 用于油田注水的采出水处理工艺

多年来,在油田采出水处理方面,针对不同的水质和处理目标,发展了许多采出水处理工艺技术及设备。

(1) 重力沉降工艺。

① 三段重力流程。

其机理是根据油、水两相存在密度差,在重力作用下,经过一定时间后油水混合物会自动分离。合理的水力设计和污水的停留时间是影响除油效率的两个重要因素,停留时间越长,处理效果越好。

其主要工艺流程如下:

采出水→自然沉降→混凝沉降→过滤→出水。

该流程是油田开发初期,通过不断的探索和现场试验研究而最终确定的处理工艺。该工艺在国内首先于 1969 年应用在大庆油田东油库含油污水处理站并获得成功,先后在国内各油田推广应用,国外许多油田也在采用类似流程。原水经自然除油后可使污水中含油量由 5000mg/L 降至 500mg/L 以下,再投加混凝剂可使细小的乳化油滴聚结变大上浮去除,混凝沉降后一方面含油量可降至 50 ~ 100mg/L,另一方面悬浮物大幅度上浮,少部分下沉,再经石英砂压力过滤罐过滤后一般可使含油量降至 20mg/L 以下,悬浮物降至 10mg/L。该工艺流程效果较好,对源水含油量变化适应性强,缺点是当设计规模超过 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 时,压力滤罐数量多,流程相对复杂一些。近几年各油田相继采用滤速较高的核桃壳滤罐、双向滤罐、

改性纤维球滤罐替代石英砂滤罐，使用效果良好。

该工艺通过多年的设计研究和生产运行总结，已形成一套从理论到实践较为完整的处理技术。实践证明，该工艺具有除油效率高、出水水质稳定、维护管理方便等优点，因而得到广泛的应用。典型的三段处理流程如图 1-1 所示。

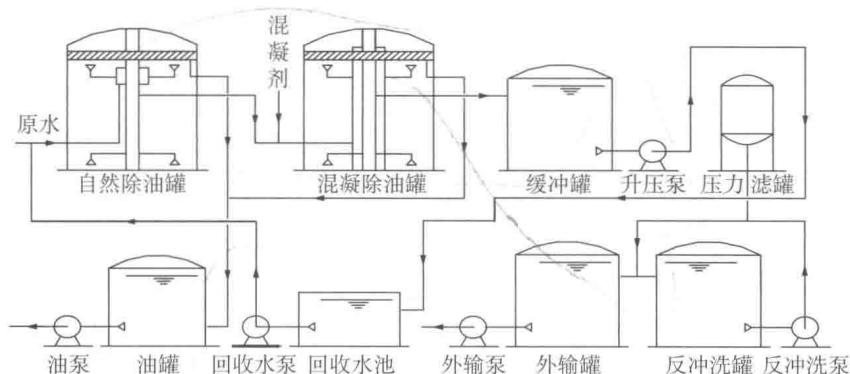


图1-1 三段处理工艺（压力过滤）流程图

② 两段重力流程。

随着需处理采出水水质的不断变化，各油田针对本油田的情况，相应地对三段处理工艺进行了一些改进：

采出水→混凝除油→过滤→出水。

随着原油脱水站所采用的破乳剂质量的提高，脱水站脱出污水的含油量不断降低，一次除油罐出水含油量在正常情况下可以达到 300mg/L 以下，因此在 1974 年以后设计的一些处理站采用了两段处理工艺，即改为混凝除油—过滤，简化了工艺流程，典型的两段处理流程如图 1-2 所示。

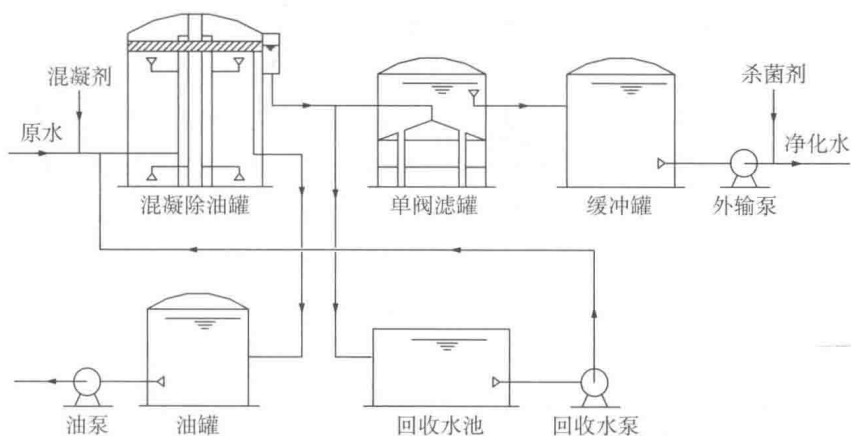


图1-2 两段处理工艺（重力过滤）流程图

此外，对处理工艺和构筑物等进行了一些改进和革新。如引进无阀滤池技术，结合油田特点，设计了单阀滤罐，实现了自动反冲洗，减轻了劳动强度，节约了反冲洗泵和反冲洗罐；将除油罐的集配水管由原来的中心筒方孔式和穿孔管式，改为辐射状喇叭口梅花点布置，使

集水、配水均匀合理，解决了穿孔管结垢、孔眼堵塞问题；除油罐的出水由管式出水改进为可调堰出水，解决了处理站投产初期，因处理水量达不到设计负荷，致使收油困难的问题，也使各组滤罐的进水分配更均衡，这一成功技术一直沿用到今天。

③ 粗粒化重力流程。

针对自然除油罐存在容积大、效率不高、建设周期长等缺点，为提高处理效果，加快施工进度，节省基建投资，以适应油田含油污水日益增长的需要，开发出粗粒化技术来替代自然除油罐。其主要工艺流程如下：

采出水→粗粒化→混凝除油→过滤→出水。

粗粒化技术是大庆油田率先研究和使用的技术，并于 1981 年在北Ⅱ-1、南六污水站应用。这一技术的应用对提高当时处理设备的处理效果和処理能力，具有显著的技术经济意义。其典型的流程如图 1-3 所示。

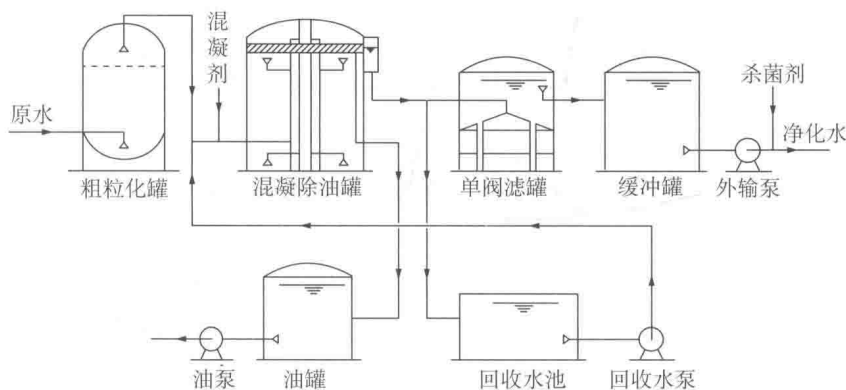


图1-3 粗粒化处理工艺流程图

但是，到 20 世纪 80 年代中后期，由于油田开发发生变化，大批油井由自喷转为机械开采，污水中出现大量泥沙，粗粒化装置因被泥沙堵塞而失去了粗粒化作用，该技术的应用被迫终止。由于污水中泥沙的出现，使得沉寂多年的斜板技术重新得到应用，斜板不但能除油还可去除泥沙，同时使停留时间由 4h 缩减为 2h，处理效率提高了一倍。

污水中大量泥沙的出现，使水处理由原来的油、水两相分离改为油、泥、水三相分离，为此恢复了一次除油罐，并对除油罐和单阀滤罐进行改造：在除油罐底部留有足够的积泥高度（1.0m 左右），设置斜板，以利于泥、水分离，设置冲泥管和排泥管等；污水中所含泥沙导致滤罐阻力增加，过滤周期缩短，反冲洗不彻底，滤后水质变差，为此对单阀滤罐内部滤料的支撑结构重新设计，采用不锈钢筛网以及双层或多层滤料代替单一介质的石英砂滤料，提高截污能力，从根本上解决了问题。

通过不断的改进和完善，有效地提高了含油污水处理工艺的适应能力和整体水平，但总体上依然以自然沉降→混凝沉降→过滤→出水（三段流程）为主。

近年来国内外针对重力除油技术占地面积大、基建投资高、污水停留时间长、对乳化油处理效果不好、不适合小规模污水处理等缺点，开发研制了聚结除油技术，如美国 Quontek 公司研制的聚结板油水分离器，大庆油田研制的横向流聚结除油器等，其原理就是让含油污

水通过由表面亲水憎油的固体物质构成的填料，水中的细小油滴就会相互碰撞聚结变大从而得以分离。

(2) 化学药剂混凝技术。

水中常含有大量的胶体、乳化状态的杂质，特别是胶体具有较强的稳定性。化学药剂混凝技术是采用化学药剂对水中胶体、乳化状态的杂质进行脱稳或破乳一种方法，化学药剂对水处理水质质量起着重要作用。

① 化学药剂。

含油污水处理中常用化学药剂有：混凝剂、助凝剂和调 pH 值药剂等。

能够使水中的胶体微粒相互黏结和聚集的这类物质称为混凝剂，具有破坏胶体的稳定性和促进胶体絮凝的功能。混凝剂可分为无机和有机两大类。常用的混凝剂是铝盐和铁盐。近年来，高分子混凝剂发展迅速，如聚丙烯酰胺等，具有絮凝能力强、投量少、絮凝沉淀速度快等优点，目前应用较为普遍。

在污水混凝处理中，有时使用单一的混凝剂不能取得良好的效果，往往需要投加辅助药剂以提高混凝效果，这种辅助药剂称为助凝剂。助凝剂的作用只是提高絮凝体的强度，增加其密度，促进沉降，且使污泥有较好的脱水性能，或者用于调整 pH 值，破坏对混凝作用有干扰的物质。助凝剂本身不起凝聚作用，因为它不能降低胶粒的 ζ 电位。常用的助凝剂按其功能分为两类：调节或改善混凝条件的助凝剂，如 CaO 、 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 、 Na_2CO_3 、 NaHCO_3 等碱性物质，用于调整 pH 值，以达到混凝剂使用的最佳 pH 值范围。用 Cl_2 氧化剂，可以消除有机物对混凝剂的干扰，并将 Fe^{2+} 氧化为 Fe^{3+} （在亚铁盐做混凝剂时尤为重要）。聚丙烯酰胺、活性硅酸、活性炭以及各种黏土等能改善絮凝体结构。

在实际应用中，不同的商品、不同的使用场所的药剂名称会有所不同，如反向破乳剂（reverse emulsion breaker）和除油剂应该理解为混凝剂，用于浮选工艺的浮选剂应理解为助凝剂等。需要指出的是，多数情况下采出水处理药剂的筛选和评价是以除油效果为基准的。

② 药剂混合与絮凝。

混合阶段的主要作用是将药剂迅速、均匀地投加到污水中，以压缩废水中胶体颗粒的双电层，降低或消除胶体的稳定性，使废水中胶体能互相聚集成较大的微粒——绒粒。混合过程需要快速地进行，一般为 3 ~ 5min。常用的混合形式有水泵的吸水管或压水管混合，以及混合槽混合。近年来静态混合器在油田水处理的药剂混合中应用较多。

絮凝阶段的作用是促使失去稳定的胶体粒子碰撞结合，生成较大的绒体，成为可见的矾花绒粒，是通过混合生成的微粒、污水中原有的悬浮微粒和助凝剂之间或相互之间的碰撞、吸附、黏着、架桥作用实现的，需要较长的时间，一般为 15 ~ 20min。

絮凝池的形式有隔板式反应池、涡流式反应池等，在油田水处理中经常使用的是与除油罐合建的旋流反应筒及单独的反应装置。

在新疆油田的部分工程中，设置单独的反应装置，采用三级旋流混合反应罐、上向流微涡旋反应筒、下向流旋流反应罐及上向流涡流反应罐四种反应器，均取得良好效果，后续的沉降分离设施出水油和悬浮物的含量分别为 10mg/L 和 20mg/L 左右。

(3) 旋流分离技术。

其主要工艺流程如下：

采出水→旋流分离器→过滤→出水。

其机理是借助于离心力将密度较小的油滴从水中分离出去。旋流分离技术作为一种高新分离技术用于油水分离的研究起源于英国 South-Hampton 大学。20 世纪 80 年代中期，Martin Thew 和 Colman 两人在这方面作出了开创性工作。1985 年，英国北海油田和巴是流峡油田安装了第一批永久性的去油型旋流分离器，1985 年底，北海油田就能成功地用旋流分离器处理约 $900\text{m}^3/\text{h}$ 含油污水。1989 年，我国南海东部油田首次用 Krebs 公司生产的水力旋流器处理含油污水，1993 年，胜利油田引进一台 CONOCO 公司的 Vortoil 水力旋流器。此后，国内部分油田开始对水力旋流器进行深入的研究开发和现场实验，并开始陆续使用。目前，吐哈、吉林和塔里木等油田都采用了旋流分离技术处理采出水。

利用水力旋流器处理油田含油污水具有较高的性价比（与常规设备相比可节省投资 50% 左右）。当然，水力旋流器也存在着一些需要解决的问题，例如到目前为止，利用水力旋流器处理原油相对密度大于 0.930（20℃）的含油污水在国内仍无成功案例，也无详细的实验数据可参考；而水力旋流器本身对污水中油滴粒径的影响更无详细的资料可参考，需要做进一步的研究和实验工作。

(4) 气浮技术。

其主要工艺流程如下：

采出水→气浮装置→过滤→出水。

气浮就是在含油污水中通入空气（或天然气）或设法使水中产生气体，使污水中颗粒粒径为 $0.25 \sim 25\mu\text{m}$ 的乳化油和分散油或水中悬浮颗粒黏附在气泡上，随气泡一起上浮到水面上并加以回收，从而达到含油污水除油除悬浮物的目的。

我国早在 20 世纪 60 年代就开始研究应用该技术，1963 年，大庆油田率先在东油库污水实验站用自制的叶轮浮选机进行浮选实验。1984 年，大港油田羊庄污水处理设计中采用了廊坊管道局生产的四级叶轮浮选机，经 1986 年投产试运除油效率可达 79.44%，出水含油为 18.8mg/L ，除油效果很好。

大庆油田于 2000 年 8 月竣工投产了 $3.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 规模的北 1-3 含油污水处理试验站，该站首次在大规模的含油污水站中应用了气浮除油技术，从目前的运行情况来看效果良好。

目前国外油田在采出水处理中广泛应用气浮除油技术，例如美国在新建的含油污水处理站中其处理工艺许多采用了气浮除油技术。

(5) 膜分离技术。

油田含油污水中乳化油处于稳定状态，用物理法或化学方法很难将其分离，随着膜技术的飞速发展，利用膜处理乳化油污水已逐步被人们接受并在工业中应用。膜分离技术被称为 21 世纪的水处理技术，如美国 1991 年研制了一种陶瓷膜用来处理含油污水，加拿大西部某些油田用错流超滤（crossflow ultrafiltration）等处理油田含油污水，甚至美国加利福尼亚州得克萨斯砂道油田决定研究利用膜技术处理含油污水，使其满足饮用或农灌要求。我国也积极研究推广膜分离技术处理含油污水。大量的试验、试用说明采用膜分离技术可以从根本上

控制油、悬浮物的量和粒径，特别是特低渗透采出水的处理，如不采用约 50nm 孔径的超滤膜进行最后处理就达不到 A₁ 注水标准。

现在人们对膜技术在油田污水处理中的应用已有更多的了解，有失败的案例，也有成功的经验，例如生物预处理 + 管式有机膜处理装置已经在多个油田应用，如中国石油大庆油田采油五厂、中国石化吉林腰英台采油厂、延长石油集团青化砭采油厂等，有的已稳定运行 7 年以上。

实践证明，使用膜技术必须要有一个好的预处理，有机管式膜之所以能长期运行就是有配套的生物预处理技术。

目前各油田在试验和应用的膜有中空纤维膜和管式有机超滤膜、无机碳膜、金属膜及陶瓷膜。由于采油污水含油和悬浮物，因此不管哪种类型的膜都采用错流过滤，一般错流速度不低于 3m/s，处理吨水电耗约 3kW·h。另外由于有的油气田污水温度较高，还需要采用酸碱进行化学清洗。从发展看，无机膜更适合用于油田污水处理，而最有前景的是陶瓷膜，特别是近年来在油田试验试用的大直径耐污染陶瓷膜，其直径为 142mm，单支膜管通道孔数高达 800 ~ 1200 孔（常规陶瓷膜管道孔数为 19 孔或 37 孔），单支膜面积为 11.29m²（常规陶瓷膜面积为 0.24m² 或 0.46m²），膜通量大、效率高、价格低。由于膜表面特殊处理，具有亲水疏油的功能，特别耐油污染，短时间可抗污水中 10⁴mg/L 油的冲击污染，反冲洗后能恢复膜的特性，膜的错流速度可低于 1m/s，处理吨水电耗小于 0.5kW·h，因此具有运行费用低以及耐酸碱、耐高温、长寿命等优点。预计在油田各类污水处理中具有非常好的应用前景。

(6) 水质净化与稳定技术。

其主要工艺流程如下：

采出水→沉降罐→反应罐→斜板除油罐→过滤→出水。

该流程的关键技术为长江大学“水质改性技术”复配药剂的投加，药剂的投加点为一级提升泵的入口和反应罐的入口，投加过程可通过设置在一级提升泵前端和 2 座反应罐进口处的在线流量计检测道流量值的大小，由加药泵出口管线上的流量计反馈信号，通过计算机变频调节药剂的投加浓度。加药泵与反应罐为一对一投加。处理工艺还采用了“小间距斜板强化絮体分离”“等面积集配水”“等摩阻穿孔管排泥”等多项技术。

目前，水质净化与稳定技术主要应用于新疆克拉玛依油田，其平均除油效率、除悬浮物效率达 90% 以上，采出水处理的主要控制指标基本达标。

(7) 特种生物强化除油技术。

近年来，某环保公司开发的“倍加清”特种微生物强化处理法，能有效去除采出水中所含油和悬浮物及有机污染物，已在多个油田应用。

由于采油污水成分复杂，含难处理、难生化降解的有机污染物较多，可生化性差，杂菌较多且竞争性较强，一般微生物通过竞争难以形成优势菌群，而且在高含盐量的采油污水中难以生长繁殖，因此一般生化处理难正常运行。特种微生物强化处理技术在采油污水中通过投加特定的“倍加清”特种微生物联合菌群，提高其对特定污染物的降解能力，从而提高污水处理系统去除有毒有害、难降解化学物的能力，并提供适宜的生长环境。通过与污水中微