

油田高含水期

地面工程

张新政 侍相礼 刘玉珊 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书介绍了油田高含水期的地面工程技术,主要包括油气集输及处理工艺、游离水脱除、油井计量、采出砂清除与处理、液—液水力分离、注入水水质处理及节能技术等。

本书适合于油田地面工程技术人员、开发和采油工程技术人员阅读。

图书在版编目(CIP)数据

油田高含水期地面工程/张新政等编著
北京:石油工业出版社,2005. 11
ISBN 7-5021-5285-7

- I. 油…
- II. 张…
- III. 油田开发—含水层—地面工程
- IV. TE4

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 128651 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. cn

总 机:(010)64262233 发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:中原石油报社彩印厂

2005 年 11 月第 1 版 2005 年 11 月第 1 次印刷

850×1168 毫米 开本:1/32 印张:6.875

字数:200 千字 印数:1—1000 册

定价:28.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

油田地面工程技术是油田开发的重要组成部分,是确保油田经济高效开发的重要因素。我国东部油田经过数十年的勘探与开发,普遍已进入中高含水开发阶段。随着油田产出液含水的上升,原有的地面工程系统需要不断进行必要的调整与改造。另外根据油田高含水开发期间开发特性的变化,需要不断地研制与应用新型的配套地面工程工艺技术与装置,适应高含水油田高效开发之需求。

高含水期油田地面工程技术的调整与改造必须坚持“地面与地下紧密配合,统筹考虑和整体优化”的原则,同时需遵循相关的技术标准、技术规范和环保要求。在过去的 10 余年间,国内外在油田高含水期地面工程技术的研究与应用方面取得了大量的研究成果,一些新技术、新工艺和高效装置的应用见到了良好的经济效益。由张新政、侍相礼、刘玉珊编的《油田高含水期地面工程》系统地介绍了国内外油田在高含水期开发阶段业已投入应用,且已被实验证实具有经济高效特性的地面工程工艺技术。该书重点介绍了油田高含水期油气集输与处理工艺、游离水脱除器的应用、计量技术、原油预处理工艺中采出砂的清除与处理技术、液—液相水力旋流器分离技术、注入水水质处理技术和节能技术。《油田高含水期地面工程》的出版,相信会对提高我国油田高含水开发期间的地面工程技术水平起到积极的作用。

張新政

目 录

第一章 油田高含水期油气集输及处理工艺	(1)
第一节 国内油田高含水采油期油气集输及处理工艺	(1)
一、大庆油田油气系统的建设和改造	(1)
二、胜利油田油气集输系统的建设和改造	(5)
三、辽河油田地面建设和改造	(12)
四、大港油田和河南油田油气集输系统建设和改造 ...	(15)
第二节 国外油田高含水期油气集输及处理工艺	(17)
一、在高含水油田(区块)建立独立的预脱水系统,由大 站集中脱水改为在各井场分散脱水	(17)
二、在转油站和大站推广使用适用于高含水期油田原油 预处理新流程	(21)
三、推广油气水集输标准工艺流程	(26)
四、中东巴林油田油水处理工艺的改造	(28)
五、英国北海油田油水处理工艺的改进	(31)
第二章 油田高含水期使用的原油脱水装置	(34)
第一节 国内油田高含水期使用的原油脱水装置	(35)
一、游离水脱除器	(35)
二、三相分离器	(38)
第二节 国外高含水油田推广使用的游离水脱除设备	(41)
一、原苏联高含水油田使用的游离水脱除设备	(41)
二、美国等西方国家高含水原油脱水装置	(61)
三、游离水脱除器的油水界面控制方法	(70)

第三章 油井计量技术	(76)
第一节 油井采出物三相分离计量	(76)
一、加拿大 PORT—TEST 三相分离计量装置	(76)
二、美国 MALONEY CRAWFORD 三相分离计量装置	(78)
三、大庆三相分离计量装置	(79)
第二节 三相分离计量改两相分离计量技术	(80)
第三节 油井采出物不分离计量技术	(81)
一、取样计量法	(81)
二、直接在线计量法	(89)
第四章 原油预处理过程中采出砂清除与处理技术	(100)
第一节 国外油田除砂设备及方法	(100)
一、旋流除砂器	(101)
二、过滤式分离除砂器	(106)
三、重力式除砂器	(109)
第二节 压力容器的防砂、除砂技术	(111)
一、压力容器的防砂技术	(111)
二、压力容器的除砂技术	(112)
第三节 储罐的除砂清罐技术	(117)
一、罐内沉积物的沉降规律	(117)
二、除砂清罐技术	(118)
第四节 含砂液的处理	(129)
一、轻油清洗含砂液技术	(130)
二、压滤机可经济有效地处理罐底淤渣	(131)
三、干饼过滤器处理含砂液	(135)
第五章 液—液水力旋流器分离技术	(138)
第一节 水力旋流器在油田生产中的应用	(138)
一、采出水处理	(138)
二、高含水期采出液预分离和原油脱水	(139)
第二节 水力旋流器的优点	(143)

第六章 油田注入水水质处理技术	(145)
第一节 气浮法净化油田污水	(146)
一、气浮净化油田污水的原理	(147)
二、气浮净化油田污水的主要方法	(148)
三、气浮法净化油田污水中各种因素的影响	(173)
四、气浮法去除油田污水中的高粘原油	(182)
第二节 中原油田注入水水质改性技术	(185)
一、中原油田注入水处理概况	(185)
二、水质改性机理	(188)
三、水质改性工艺流程	(189)
四、有待进一步研究的问题	(190)
第七章 油田高含水期节能技术	(191)
第一节 大庆油田主要节能技术	(191)
第二节 胜利油田主要节能技术	(192)
第三节 辽河油田主要节能技术	(193)
一、积极引进、推广应用节能技术、新产品	(193)
二、改进工艺、更新设备、合理用能	(194)
第四节 新疆百口泉油田机电热综合节能技术研究与应用	(194)
一、提高原油脱水效率技术研究	(194)
二、油气密闭集输技术研究	(195)
三、提高原油稳定技术研究	(196)
四、输油系统改造及变频调速技术的应用	(197)
五、提高天然气处理丙烷收率技术研究	(197)
六、稳定轻烃深加工综合利用研究	(198)
七、提高注水系统效率技术研究	(199)
八、含油污水处理水质达标及回注技术研究	(199)
九、油田配电网优化运行及补偿技术	(201)
十、ASC 技术研究与应用	(202)
十一、油田注水泵配套同步电机的研制与应用	(203)

十二、JRL-1 型 125kW 热管炉研制与应用	(205)
十三、油水井常温输送及不点炉生产	(206)
十四、抽油机多速高转差电机研制与应用	(206)
十五、CJT-12 型抽油机节能拖动装置研制与应用 ...	(207)
十六、抽油机井提高泵效与系统效率试验	(208)

第一章 油田高含水期油气集输及处理工艺

第一节 国内油田高含水采油期油气集输及处理工艺

中国东部油田,包括大庆、胜利、辽河等油田,自 20 世纪 60 年代开发至今,其主力油田都已进入了高含水采油期,原油综合含水率已达 80% ~ 90%。近年来,油田地面工艺技术的发展主要围绕着高含水期产液量不断增加的课题,开展了对油水分离工艺、含油污水处理和油田管道、容器的防腐等技术的研究,以及如何提高油气综合利用率、节能降耗、降低工程投资等课题的技术攻关。各油田根据本油田的特点,采取了各种措施发展地面技术和完善地面工艺设备,取得了一定的成效。

大庆、胜利、辽河等油田虽然地理位置、原油性质不尽相同,但地面工艺建设大体相同。油气集输采用加热方式,油水分离采用游离水预脱除和低含水原油电脱水净化的两段脱水工艺,含油污水处理采用沉降、混凝、过滤三段处理工艺。当油田进入高含水期,各油田对新建的油气集输和处理工程采用经过实践验证和较为完善的新技术、新设备;对老区和老站建设中立足于挖潜,利用原有设备和推广高效设备,千方百计地扩大脱水能力和含油污水处理能力。

一、大庆油田油气系统的建设和改造

1. 大庆油田油气集输流程

大庆油田油气集输流程随着油田开发井网的不断调整和开采方式的不断变化而进行了相应调整和改造。油气集输流程由开发

初期的多井串联单管密闭流程(萨尔图流程)逐渐发展为单井进站集中计量的三管热水伴随流程、掺液流程等,为了适应油田开发方式和油田含水率的不断变化,目前广泛采用双管掺活性水流程(见图1-1)。

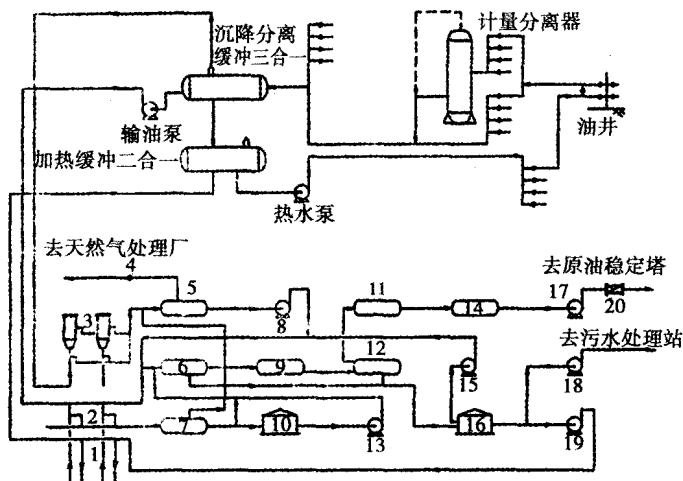


图1-1 大庆油气集输与处理流程

- 1—采油阀组;2—来水阀组;3—油田气收球装置;4—油田气计量孔板;
5—油田气除油器;6—游离气脱除器;7—油气分离器;8—排污泵;
9—加热炉;10—事故罐;11—外输加热炉;12—变直流复合电脱水器;
13—脱水事故泵;14—净化油缓冲罐;15—收油泵;16—污水沉降罐;
17—外输油泵;18—从水泵;19—污水泵;20—外输油流量计

该流程井口至计量站有两条管线:一条为出油管线,另一条为掺水管线,由大站供水。油田在低含水期掺入活性水达到降粘保温输送的目的,还定期向油井内注入高压热水洗井清蜡;在中、高含水期可掺入常温水,或利用掺水和出油管线双管出油实现常温集油。该流程适应了油田不同含水采油期的变化和解决了大庆高寒地区高凝原油的集输保温和洗井清蜡的问题。

双管掺活性水流程主要技术参数:集油半径2~5km,集油泵

站管井数 50 ~ 150 口,自喷井回压不大于 0.4MPa,机采井回压小于 1.0MPa,热水出站温度为 70℃,热水洗井出站温度为 80℃,单井掺热水量 0.5 ~ 1.0m³/h,集输油自耗气 10 ~ 15m³/t。

2. 大庆油田高含水期区块建设现状

大庆喇萨杏油田原油集输由萨尔图流程、三管热水伴随流程,逐渐改为双管掺水保温热水洗井工艺流程,20 世纪 90 年代建的转油站实现了就地放水回掺工艺;对于产液量较大,含水较大的油井实现了常温集油工艺,目前不加热集油的油量,约占生产总油量的 23.1%,降低了生产能耗及原油集输自耗气。原油脱水为了适应油田高含水期的生产,由三段逐渐过渡到游离水脱除—复合电脱水两段脱水工艺。

复合电脱水工艺使电脱水温度由原来的 55℃降至 45℃,使电脱水器的进口由原来的含水 20% 提高到 50%,为了适应产液量的大幅度增加对游离水脱除设备进行了改造,三相分离器采用了波纹板网填料,提高了游离水处理能力及效果。

3. 存在问题及矛盾

大庆喇萨杏油田产油量“九五”期间保持在 $5000 \times 10^4 \text{t/a}$ 到 $4700 \times 10^4 \text{t/a}$ 以上,产油量递减不大,产液量由 $81.7 \times 10^5 \text{t/d}$ 升到 $105.1 \times 10^4 \text{t/d}$,提高和适应产液量提高的游离水处理能力是当前的矛盾。

当前仍有部分转油站采用大站供水流程,目前产液量为 $81 \times 10^5 \text{t/d}$,脱水站的实际处理液量为 $95 \times 10^5 \text{t/d}$,就是说每天有 $14 \times 10^4 \text{t/d}$ 向转油站供水,无疑增加日益紧张的游离水处理能力和生产能耗。

生产井数逐渐增多,据统计喇萨杏油田每年以 1200 口油井数增加,包括中低渗透层井网和高渗透层注聚合物井网,单井产油量愈来愈低,将给原油集输带来很大的困难。

个别的站建站时间比较长,如萨南油田 1980 年以前建设转油站 4 座,杏北油田 6 座,这些站设备容器老化,处理能力降低、地下管道腐蚀穿孔严重,给安全生产带来很大的隐患。这些站需更新

改造,补充设计能力。

由于地区产量的不均衡,有个别地区的转油站和脱水站满负荷和超负荷运行,如杏北油田的9座转油站,运行负荷在100%~125%，“九五”期间由于分期分区块进行产能建设,产能建设地区的转油站都需要进行不同程度的新建和扩建,个别的脱水站有些设备也需相应进行扩改建。

4. 所采取的改进措施

(1)实现转油站就地放水回掺。由脱水站向转油站的供水量大幅度增加,就地放水回掺,将大大缓解游离水脱除能力不足的问题。实现转油站就地放水的方式很多,对已建的转油站改造分离缓冲分离为三合一设备,完善加药装置,加强生产管理等。

(2)推广采用不加热集油技术。不加热集油技术是节能降耗的重要措施之一,它为实现原油集输自耗气保持在 $10\text{m}^3/\text{t}$ 油起到了重要作用,更重要的是它可减少掺水量,相应减少所建站的数量和规模。不加热集油方法很多:如双管出油定期热洗,单管出油掺常温水及季节性不加热集油等。

(3)利用高含水原油的流变性,降低集油终点温度。大庆原油经注含油污水后的粘度转相点在含水65%~70%,大于该值的原油性质称非牛顿体。粘度和凝点比低含水期有显著降低,当含水大于80%时,流体性质向牛顿流体转化。粘度与温度的影响很小。这一理论已被大量的实验数据所证实,在地面建设设计规定中,降低集油终点温度。设计规定一般在 31°C ,萨北地区为 35°C 。实际生产温度一般高于 40°C ,建议将集油终点温度降低到 30°C 以下。

(4)改善含油污水处理工艺。集油终点温度一定程度受到含油污水处理温度的制约(含油污水处理温度高于 30°C)。含油污水处理工艺可分两段进行:一段为低温处理较好脱的游离水,另一段为升温后处理较难脱的(或乳化)游离水,这样可以降低大量的热能。

(5)对二次加密和三次加密的产能建设井,应推广采用和外围油田比较成熟的集油工艺流程,如:单管环状掺水保温、动液面

恢复法计量集油流程、电加热单管串联集油流程等。

二、胜利油田油气集输系统的建设和改造

1. 胜利油田油气集输流程

胜利油田根据油田各区块开发方式和油品性质不同,油气集输流程主要有单管集油流程、双管掺活性水流程和掺油流程等。其中胜采、临盘、孤东等油田均采用单管集输流程,见图 1-2。

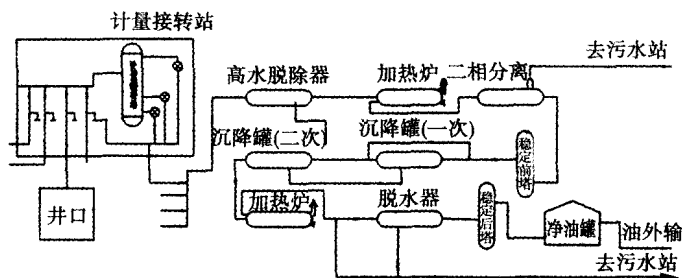


图 1-2 胜利油田井口加热保温单管集油与处理流程

2. 胜利油田地面工艺存在的问题及矛盾

胜利油田“九五”期间油田综合含水达 90% 以上,原油含水的上升所引发的各种地面工艺问题将成为突出的矛盾,归纳起来主要有以下几个方面:

(1) 进入高含水期后,采出液液量逐年上升,将会使现有在用的沉降设备能力超负荷。要满足油田生产的需要,势必要进行大规模扩建,这种做法投资高,施工周期长,因此,如何根据胜利油田高含水期的现状和特点,充分利用现有设备,完善现有技术,研制新型高效设备和新工艺,因地制宜,发展适应胜利油田高含水期集输工艺,是当务之急。

(2) 胜利油田部分区块不同程度存在着采出液携砂问题,造成油气水分离设备积砂严重,在一定程度上降低了油水分离沉降设备的工作效率和处理能力,随着采出液含水率的逐年上升,这种情况将更加严重。目前采用人工清砂方法,劳动强度大,危害工人

健康,对环境有一定污染。以孤东采油厂为例,采出液含砂在 0.02% ~0.05% (体积比)之间,该采油厂每年用于沉降罐人工清砂费用达 200 万元。

(3)现有的集输工艺不尽合理。在油田进入高含水期后,胜利油田有部分转油站、联合站仍旧采用油田中低含水开发时期的工艺流程,即原油进站的高含水原油直接加热升温沉降工艺,造成能源浪费。

(4)油田开发到晚期时,随着采出液量的增加和采出液处理难度的加大,尤其是对于含砂量大,高粘起泡严重的产油区块,传统分离设备,其分离效率低、效果差、改造难度大等。应研制选用新型高效分离设备。

(5)油井计量是油田开发高含水期获取基础资料的一项重要手段,但是这些年一直在使用的人工玻璃管计量分离器量油方法,在高含水开发时期不仅计量误差大,而且管理不便,特别是个别气液比低的油井,油井计量不能正常运行。

(6)近年来胜利油田引进不少地面集输新工艺、新技术,应将其成龙配套,发挥整体效益。

3. 胜利油田高含水期地面建设和改造

胜利油田有 59 个油田 11 个采油厂,年产原油 $3000 \times 10^4 \sim 3500 \times 10^4 \text{ t/a}$,目前胜利油田综合含水由 81.3% 上升到 89.5%,主力油田如胜采、临盘、孤东、桩西、孤岛等采油厂原油含水已达 89% ~93%。由于油田产液量的增加和产油量的逐渐递减,许多区块的地面建设系统已不适应高含水的要求,一般情况是油水分离和沉降超荷,而原油外输系统运行效率下降。近年来胜利油田对高含水的 5 个采油厂和纯梁、河口两个地区,以及王家岗、广利、利津、东辛等 4 个油田的地面系统工程、集输系统、处理系统进行了工艺技术改造,主要做法是根据油田的具体情况调整地面系统总体布局,实施老站工艺改造挖潜,使油田建设水平有了明显的提高。

1) 调整总体布局的具体措施

(1)对较为偏远地区的接转站改为沉降放水站。

由于油田含水率的不断提高,宁海地区和孤东地区有八座接转站改为沉降放水站,实现了污水就地处理、就地回注,从整体上增加了原油沉降脱水能力和含油污水处理能力,减少了外输量,减轻了脱水转油站的负担。

(2) 改造脱水转油站为沉降放水站。

如胜坨油田有 1200 口油井,日产液 $159800\text{m}^3/\text{d}$,原油含水率 92% ~ 93%,产液量的不断增加使脱水负荷加大,产油量的不断递减使原电脱水设备和外输系统利用率降低。对胜坨区块从总体布局上进行了调整,将原有八座脱水转油站中的七座改为沉降放水站,其中坨二站和坨四站的电脱水装置停运,实施了站内沉降脱水,将含水 10% ~ 20% 的原油输往 102 站进行集中电脱水,这样既降低了电耗,满足了外输的热力条件,减少了管理环节,又节省了建设投资和管理成本。

2) 大力推广高效三相分离器

胜利油田老站挖潜改造的主要措施是对接转站,将分离缓冲罐改为三相分离器,实现了油气分离和游离水的预脱除;对脱水转油站则新建三相分离器,扩大脱水能力。

在对原为开式流程的脱水转油站的改建中,新建了三相分离器,将油井来液首先进三相分离器,分离后的含水油进入大罐进行热化学沉降处理,采用热化学沉降的方法,使净化油和含油污水指标达到了合格标准,取消了电脱水器。为了实现密闭,采用了大罐抽气装置,使开式流程的站实现了密闭。近年来有 11 座采用了三相分离技术,大罐热化学沉降,配合大罐抽气。

3) 对集中处理站流程进行了改造

在集中处理站流程中进站阀组至一段加热炉之间增加了游离水脱除器,先将原油中的部分游离水脱掉后,再进行加热,节省了热耗。

4) 积极开展地面工艺技术攻关

结合胜利油田地面集输工艺上存在的亟待解决的问题,有针对性的分别在原油除砂、高含水原油的常温分离、污水常温除油、

油井计量方面开展了技术攻关工作,并取得了一定的技术突破。同时将以上几个方面的单项技术成果在孤东 2[#]接转站开展了高含水集输系统配套技术先导试验。

该试验成果对于提高胜利油田高含水期地面集输工艺技术水平 and 经济效益有着重要意义。

胜利油田高含水期集输系统配套工艺技术的主要攻关目标是:

(1)对于以孤东油田为代表的典型高粘、起泡、含砂原油。通过采用高效油气水砂四相分离装置,在进站不加热的条件下达到分离后原油含水 $\leq 20\%$,污水含油 500mg/L ;应用高含水原油预分离水旋流器进行不加热预分离,处理后原油含水率 $>80\%$,污水含油 $<1000\text{mg/L}$ 。达到降低高含水原油加热费用,节约能耗,提高效率的目的。

(2)采用污水除油水力旋流对含油污水常温除油,简化污水除油工艺,提高除油效率。旋流器进口污水含油 $<1000\text{mg/L}$ 时,出口污水含油 $<50\text{mg/L}$ 。

(3)采用旋液环流式高含水原油除砂器对高含水原油进行除砂,除砂率在 80% 以上;

(4)研制油井两相分离变压控制计量装置,对现用的玻璃管量油分离器进行改造,提高精度和自动化水平。改造后,在采出液含水 90% 条件下,计量精度为:油 $\pm 10\%$,水 $\pm 5\%$,气 $\pm 10\%$ 。

在单项课题取得技术突破的基础上,在孤东 2[#]接转站配套进行先导试验。孤东 2[#]接转站原有工艺流程见图 1-3。

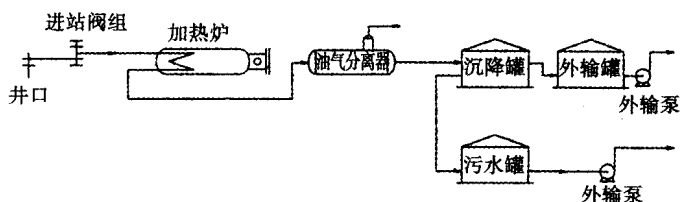


图 1-3 孤东油田油气集输流程

典型工艺流程有：

①旋流四相分离及污水低温除油工艺流程。

该工艺流程在采出液经井口两相分离变压控制计量装置进行计量,进站后再由旋流四相分离装置进行油气水砂的分离,分出低含水油进沉降罐外输至孤东1[#]联合站,含油污水经水力旋流器处理后外输东四注处理回注,天然气进气网外输,工艺流程见图1-4。

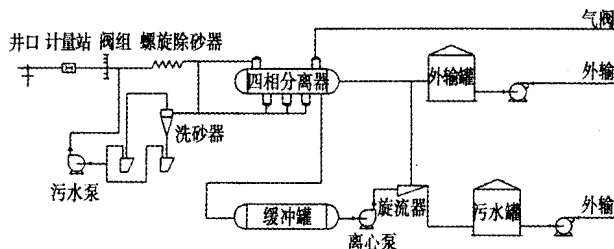


图1-4 四相分离工艺流程

②高含水原油水力旋流除砂工艺流程。

该工艺流程采用水力旋流除砂器,对高含水原油进行除砂。工艺流程为井口采出液计量后,进站利用两相分离先脱气,然后经水力旋流除砂器除砂后进沉降罐沉降,工艺流程见图1-5。

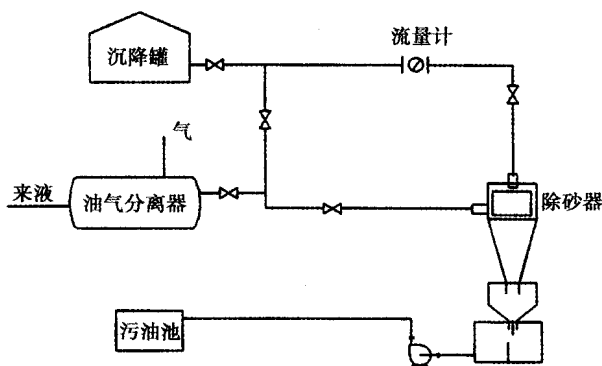


图1-5 水力旋流除砂流程

③高含水原油水力旋流预分水和污水除油工艺流程。

该流程为井口采出液计量后,进站经两相分离器脱气,经缓冲罐由离心泵提升后,进入水力旋流分水器 and 污水除油水力旋流器处理,分离出低含水原油进沉降罐外输,处理后的含油污水进水罐外输。工艺流程见图 1-6。

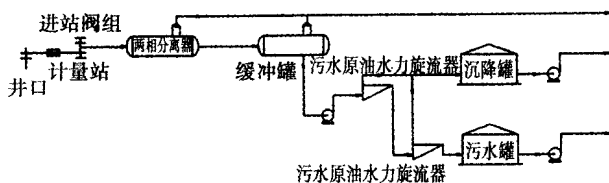


图 1-6 水力旋流分离流程

先导试验取得以下几方面成果:

(1)采用图 1-4 流程,对于孤东高粘、起泡原油,在油田开发进入高含水原油实现不加热分离是可行的。高含水原油经过旋流四相分离装置处理后原油含水均在 20% 以下,污水含油在 331mg/L 左右,实现了油气水的不加热分离。

(2)污水除油水力旋流器处理直接来自四相分离装置含油污水,净化水含油在 50mg/L 左右。

(3)采用图 1-5 流程,水力旋流除砂效率达到 80% 以上,个别试验数据可达 98%。

(4)采用图 1-4 流程,在原油含水 95% ~ 97% 时,一级旋流器分水为 74% ~ 80.6%,分出污水含油在 300 ~ 800mg/L 之间,小于 1000mg/L 的预定标准。经污水除油水力旋流器处理后外输污水含油在 190 ~ 365mg/L 之间。

(5)油井两相分离变压控制计量装置在原油含水为 90% 时,精度为:油 $\pm 10\%$ 、水 $\pm 5\%$ 、气 $\pm 10\%$ 。计量范围为:产液量 10 ~ 400t/d、产气量 40 ~ 6000m³/d,可覆盖胜利油田绝大部分单井产量范围。

(6)试验证明,图 1-4、图 1-5 所示流程配套方案是可行的,