

大庆低渗透油田 地面工程简化技术

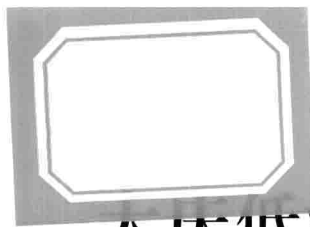
赵雪峰 李福章 等编著

石油工业出版社

大庆低渗透油田 地面工程简化技术

王树成 王树强 王树刚

石油工业出版社



大庆低渗透油田地面工程简化技术

赵雪峰 李福章 等编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书全面论述了大庆低渗透油田地面工程简化技术,主要包括油气集输、油气处理、水质处理和油田注水等方面的简化工艺技术,以及油水处理化学药剂和管道应用技术,并介绍了大庆低渗透油田建设的示范工程。

本书适合于从事油田地面工程设计、科研及生产运行工作的技术人员阅读。

图书在版编目(CIP)数据

大庆低渗透油田地面工程简化技术/赵雪峰,李福章等编著.
北京:石油工业出版社,2014.3

ISBN 978-7-5021-9942-5

I. 大…

II. ①赵…②李…

III. 低渗透油层-油田工程-地面工程-大庆市

IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 310017 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.cn

编辑部:(010)64523562 发行部:(010)64523620

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

2014 年 3 月第 1 版 2014 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:8

字数:194 千字

定价:65.00 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

《大庆低渗透油田地面工程简化技术》

编 写 组

组 长：李杰训

副组长：赵雪峰

成 员：李福章 田 晶 马士平 姬生柱

梁文义 吴 迪 于 力 崔峰花

张 芳 周鑫艳 阮增荣 栾 庆

孟 岚

前 言

大庆低渗透油田是指相对于长垣老区,油藏空气渗透率普遍低于 100mD 的外围区块,是大庆油田的重要组成部分。自 1982 年杏西油田开发建设以来,大庆外围已相继探明 28 个油田和 3 个油环,开发建设了 27 个油田,截至 2012 年底,年产量达到了 $600 \times 10^4 \text{t}$ 以上,且呈持续上升的态势,这是实现大庆油田持续年产原油 $4000 \times 10^4 \text{t}$ 的重要保障。

大庆外围低渗透油田地面工程技术经过几十年的发展,已经形成了适应大庆外围相对偏远、零散区块开发的低渗透油田地面工程简化技术系列,如油气集输工艺采用了单管环状流程,站内油气处理采用高效合一设备,注水工艺采用稳流配水装置实现单干管单井配水,以及在污水处理系统为满足油藏注水水质要求应用的膜处理技术等,既有别于油田老区所应用的地面工程技术,又通过工艺的简化控制了地面建设投资,使一些低渗透难采储量的有效动用成为可能,确保了外围低渗透油田经济有效开发。

本书共分八章,包括概述、油气集输简化工艺技术、油气处理简化工艺技术、水质处理简化工艺技术、油田注水简化工艺技术、油水处理化学药剂、管道应用技术和低渗透油田建设示范工程。全书由赵雪峰统稿。在本书的编写过程中,李福章、田晶、马士平、姬生柱、梁文义、吴迪、于力、崔峰花、张芳、周鑫艳做了大量的组织和编写工作,教授级高级工程师、中国石油天然气集团公司高级专家李杰训多次审阅书稿并提出修改意见。在此,向对本书编写工作提供帮助的人员表示衷心感谢。

由于笔者水平有限,书中难免存在疏漏和不足,敬请读者批评指正。

赵雪峰

2013 年 10 月

目 录

第一章 概述	(1)
第一节 大庆低渗透油田开发简介	(1)
第二节 地面建设概况及技术特点	(1)
第二章 油气集输简化工艺技术	(3)
第一节 集油工艺	(3)
第二节 计量与防蜡技术	(13)
第三节 主要设备及装置	(20)
第三章 油气处理简化工艺技术	(26)
第一节 工艺布局	(26)
第二节 处理流程	(28)
第三节 高效设备及装置	(36)
第四章 水质处理简化工艺技术	(51)
第一节 含油污水处理技术	(51)
第二节 地下水处理技术	(64)
第三节 杀菌技术	(70)
第四节 高效处理设备及装置	(73)
第五章 油田注水简化工艺技术	(77)
第一节 注水工艺流程	(77)
第二节 主要设备及装置	(79)
第三节 节能技术	(87)
第六章 油水处理化学药剂	(91)
第一节 原油集输及处理化学剂	(91)
第二节 水处理化学药剂	(96)
第七章 管道应用技术	(99)
第一节 管道外防腐技术	(99)
第二节 非金属管道应用技术	(103)
第三节 管道保温技术	(107)
第四节 管道阴极保护技术	(108)
第八章 低渗透油田建设示范工程	(112)
第一节 敖南油田开发基本情况	(112)
第二节 敖南油田地面工程技术特点	(113)
第三节 经济效益分析	(121)
参考文献	(122)

第一章 概 述

第一节 大庆低渗透油田开发简介

大庆低渗透油田主要分布在大庆长垣的东、西部地区,油藏具有砂体规模小、分布零散、类型多、油水分布复杂、渗透率低等特点,一般称作大庆外围低渗透油田。自 1982 年杏西油田开发建设以来,大庆外围已相继探明 28 个油田和 3 个油环,开发建设了 27 个油田。截至 2011 年底,探明地质储量 $15.25 \times 10^8 \text{t}$,动用储量 $6.78 \times 10^8 \text{t}$,初步形成了以葡萄花、宋芳屯、龙虎泡、朝阳沟、榆树林、头台为中心的 6 个开发生产基地。大庆外围低渗透油田的原油物性多数具有“三高一低”的特点,即凝点高、黏度高、含蜡量高和气油比低。

进入“十五”以来,大庆外围油田开发的主要对象为特低丰度的葡萄花油层和特低渗透的扶杨油层。已开发的葡萄花油层具有“薄、小、差”的特点,分流河道砂体厚度一般为 $2 \sim 3 \text{m}$,呈断续、窄条带状,席状砂呈小片状,厚度以小于 1m 为主,面积为 $1 \sim 3 \text{km}^2$,平面连续性差。葡萄花油层注水收效明显,适合注水开发,单井初期日产油 $2 \sim 3 \text{t}$,可稳定在 1t 以上。已开发的扶杨油层除了邻近物源的局部区主力层砂体规模较大外,大部分油层河道砂体宽度小于 1.2km ,分布零散。扶杨油层注水开发适应性较差,单井日产油量一般小于 1t 。

第二节 地面建设概况及技术特点

20 世纪 90 年代初期,随着大庆外围低渗透低产油田的开发,原油集输系统创新研究、应用了单管环状掺水集油流程,配套采用便携式软件量油技术,与老区的双管掺水集油流程相比,以阀组间替代了计量站,实现了两级半布站,节省投资 16%。

自 2004 年以来,大庆油田相继研究、应用了单管树状电热集油流程,较双管掺水集油流程节省管道用量 30% ~ 50%,单井综合投资降低 20% 以上,吨油集输能耗降低 30% 以上。尤其是这种“高效点升温、低耗线保温”的集油流程,与螺杆泵增压油气混输技术配套应用,建设投资大幅下降,为大庆外围低渗油田中系统依托条件较差、油气比较低、零散区块的有效开发提供了技术支撑。

原油处理采用“四合一”、“五合一”等多功能高效处理装置,大幅度简化了油气集输处理工艺。与常规流程相比,占地面积减少 60% 以上,建筑面积减少约 40%,投资节省 30% 以上。

同时,注水、水处理等配套工艺技术不断发展,目前已经形成了较完备的工程技术系列。注水工艺以高效柱塞泵作为动力,其中集中供水、分散注水的系统模式与集中供水、集中注水的系统模式相比,可节省系统投资 10% ~ 30%。

在大庆外围低渗透及特低渗透油田水质处理中,由于对出水水质要求高,为了保证工艺的优化简化,在过滤方面,采用了微絮凝过滤、双膨胀滤芯精滤、磁分离、超滤膜、悬浮污泥等技

术;在过滤预处理方面,采用了横向流除油、气浮选除油、氧化除硫、曝气除铁等技术;在辅助工艺方面,采用了化学药剂杀菌、紫外线杀菌、高效氧化催化紫外线杀菌、滤罐反冲洗参数优化等技术。形成了适应不同原水水质特点、满足回注水质标准要求的处理工艺系列。

2006—2007 年,大庆敖南油田投入开发建设,共基建油水井 1906 口,其中油井 1399 口,注水井 507 口,建成生产能力 $95.55 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。在地面建设中,积极应用近几年先进的优化简化技术成果,集中采用了“四优三化”措施,实现了“四个突破”,开展了两项现场试验,应用了十八项技术,使地面建设实施方案与常规方案相比节省建设投资 2.56 亿元,节省年运行费用 3000 多万元,在提高低渗透低产油田开发效益方面取得了显著成果。

第二章 油气集输简化工艺技术

第一节 集油工艺

为了实现长期的高产稳产,大庆油田自 1982 年开始逐步开展外围油田的开发建设。地面工程技术人员积极探索和实践,不断优化、简化集油工艺,形成了适应不同油田特点的集油工艺技术系列,主要有双管掺水流程、单管环状掺水流程、单管电加热流程、拉油流程、提捞采油工艺、不加热集油工艺等。

一、双管掺水集油流程

大庆外围油田开发早期的集油工艺基本沿用了大庆油田老区的建设模式和标准,双管掺水集油工艺就是当时在油田老区普遍应用的成熟工艺。双管掺水集油流程如图 2-1 所示。

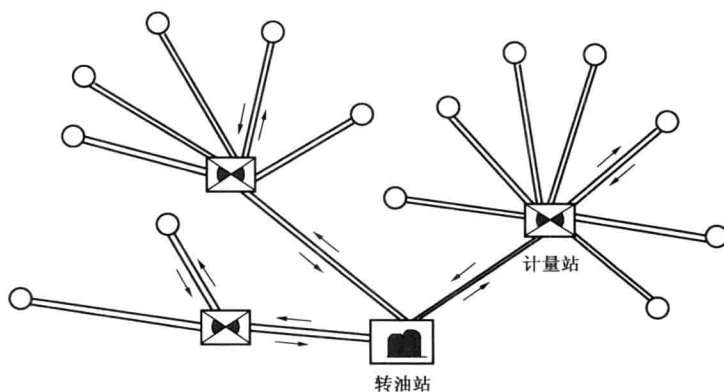


图 2-1 双管掺水集油流程示意图

1. 工艺原理

该流程从井口至计量间设集油、掺水两条管道。通过掺水管道,将一定温度的热水在井口掺入集油管道中,提高油气混合物的温度,混合温度一般为 $50 \sim 70^{\circ}\text{C}$,使流体的流动特性得到改善,从而保证集油所需的热力条件。同时,井口的油气混合物通过集油管道自压集输至计量间。

一般每 11 ~ 16 口井建设计量间 1 座,一方面将转油站来的掺水分配至单井,另一方面将单井回液汇合后输至转油站。每座计量间内设计量分离器 1 台,需要计量的油井油气混合物进入计量分离器,进行单井油气计量。

在原油含水率小于 30% 时,为保证足够的掺水量,一般由脱水站供水,在转油站加热升温

后,由掺水泵升压输至计量间,经掺水管道输送至各油井井口,再掺入集油管道。当原油含水率大于 30% 时,可以实现在转油站就地放水、回掺。为满足对含蜡高的油井进行定期热洗清蜡的需要,转油站内设固定热洗流程。大庆外围油田一般采用低压热洗的掺水热洗合一流程。即转油站至计量间设掺水(热洗)、集油两根管道。由于热洗压力和掺水压力相同,一般为 2.5MPa,只是温度不同,因此,转油站至计量站的掺水、热洗管道只建设 1 条,功能合二为一。当热洗时,在转油站将热水升温至 80℃ 后,经热洗(掺水)管道输至计量间,再经掺水管道分输至需要热洗的油井,热洗水经井口进入井筒清蜡。

2. 流程特点

(1) 采用三级布站模式,集油系统设固定集油、掺水及热洗流程,油井计量、洗井方便;但建设投资高,运行能耗及费用高,平均单井掺水量为 $0.8 \sim 1.0 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

(2) 井场简单,集中计量管理,易于实现油井集中控制。

(3) 油井计量采用计量间设计量分离器的计量方式,计量精度为 $\pm 10\%$ 。

(4) 工艺流程对产量变化适应性强。无论是高产井,还是低产井、间歇出油井,或在修井停产作业等情况下,该流程均有较好的适应性。

(5) 油田进入中高含水期后,可调整为掺常温水集油或利用掺水管道实现双管出油、常温输送。

3. 适用范围

该流程具有单井计量准确、洗井方便、便于生产管理的优点。适用于高寒地区高凝点、高含蜡原油的集输,同时满足计量精度要求高、油井固定热洗清蜡的需求。

二、单管环状掺水集油流程

大庆外围油田多为单井产油量 $2\text{t}/\text{d}$ 左右、原始气油比 $20\text{m}^3/\text{t}$ 左右、新建区块规模在 $30 \times 10^4 \text{ t}/\text{a}$ 以下的低产低气油比的小油田,初期采用双管掺水流程的单井产能建设投资在 160 万元以上,集输自耗气在 $30\text{m}^3/\text{t}$ 以上,开发效果受到明显影响。

在 20 世纪 90 年代初期,为了提高外围低产油田开发效益,适应开发规模不断扩大的开发形势,针对双管掺水流程存在的建设投资高、生产运行能耗大、伴生气量不足等问题,研究成功并全面推广应用了单管环状掺水软件量油集油工艺。

该工艺是在双管掺水集油流程基础上进一步优化、简化而成,其简化了集油、计量、热洗工艺,降低了单井掺水量,提高了油田开发效益。在应用过程中,随着生产经验的丰富及油田地面优化、简化力度的加大,进行了逐步完善,从集输温度、井口回压、集油环管井数、平均单井掺水量、集油半径等多个方面进行了不断的摸索、创新,通过理论与实践的充分结合,形成了目前技术成熟、应用广泛的单管环状掺水集油工艺。单管环状掺水集油流程如图 2-2 所示。

1. 工艺原理

该流程以集油阀组间为单元,采用一条管道串联多井的方式形成集油环,每个集油环串联 3~5 口油井,一般 3 口井以上的丛式井组不宜超过两组,每个阀组间辖 5~10 个集油环。在转油站将分离出的含油污水升温到 70℃ 后,用掺水泵升压输送到其所辖的各个集油阀组间,

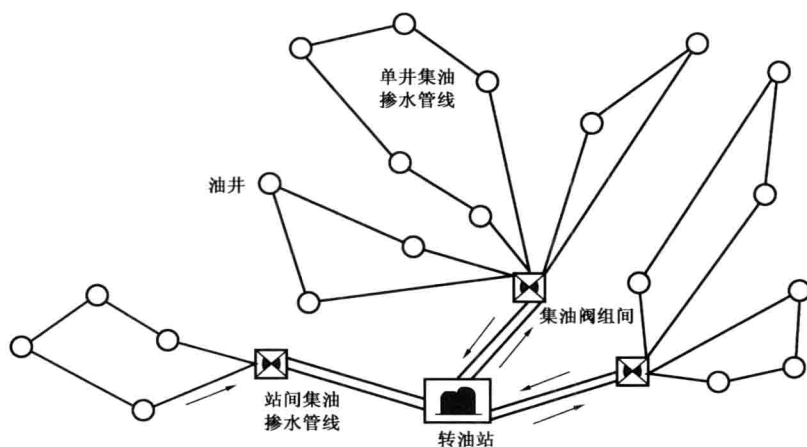


图 2-2 单管环状掺水集油流程示意图

继而通过集油阀组间掺水阀组将水量分配到各个集油环,每个环中的热水与油井产液混合升温后一起输至集油阀组间,然后自压至转油站。

2. 流程特点

(1)与双管掺水流程相比,集油工艺简化,由三级布站改为二级半布站;双管改为单管多井串接,集油、掺水管道数量大幅度减少;取消计量站,改为集油阀组间,基建投资降低 16% 左右。平均单井掺水量较双管流程降低 40% ~ 50%,掺水耗电及耗气量明显下降,节约运行能耗 18% 左右。

(2)与大庆油田早期相比,集油参数进一步优化:油井最高设计回压由原来的 1.0MPa 调整为 1.5MPa;含水油进转油站温度由原来的高于凝点 3 ~ 5℃ 调整为低于凝点 3℃。集油参数的改进,进一步降低了单井掺水量、缩小了管径,使得该种集油工艺的建设投资及运行费用均有所降低。

(3)油井以井口加药、井下加电磁防蜡器的化学清防蜡或机械清防蜡措施为主,结合活动式热洗车热洗清蜡,取消站内的固定热洗设施,转油站设计中不再考虑洗井加热及泵输负荷,达到节能降耗和降低投资的目的。如敖包塔油田的 100 口油井,采用化学清蜡年可节电 $9 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

(4)油井计量采用功图法或液面恢复法,取消了传统的计量站单井计量方式,简化了计量工艺,计量精度为 $\pm (10\% \sim 15\%)$ 。

(5)该流程能量消耗仍以伴生气为主,对于气油比低、供气不足的油田,可以采用外站供气或燃料油作为燃料补充。

3. 适用范围

该流程适用于低产、低渗透、低丰度油田,尤其是地处高寒、有一定伴生气资源、高凝点、高含蜡油田的原油集输。

4. 应用效果

截至 2011 年底,大庆外围油田已有 4000 余口油井应用了单管环状掺水集油工艺,降低投

资约 9600 万元,年节省运行费用约 5000 万元,建设周期缩短两个月。尤其是在敖南油田的开发建设中,应用该集油工艺后,平均单井掺水量下降到 $0.25 \sim 0.4 \text{ m}^3/\text{h}$,转油站辖井数由 80 口左右增加到 200 ~ 300 口。从敖南油田投产后生产运行情况来看,实际井口回压为 $0.8 \sim 1.2 \text{ MPa}$,转油站进站温度为原油凝点。

三、单管电加热集油流程

为了适应低产、低油气比,又没有外供气源的油田开发,自 1993 年起,部分区块采用了单管电加热集油工艺,截至 2011 年底,外围油田共有 1900 多口油井应用了该工艺。这种集油工艺虽然增加了井口和集油干线的电加热保温设施,但是缩小了集油管径,降低了集输处理规模,减少了站内设备,简化了站内工艺。与环状掺水流程相比,不需要掺热水来保证集输所需温度,因此平均每口井节省基建投资 8 万 ~ 11 万元,但电加热工艺维修费用较高。

1. 工艺原理

电加热集油工艺从加热方式上可以分为三种:一是在井口利用电加热器升温油井产液,利用保温钢管输送的点升温方式;二是在集输管线前段利用高功率电热管升温油井产液,后段利用低功率电热管进行保温,即线升温、线保温方式;三是在井口利用电加热器升温油井产液,再利用电热管进行保温,即点升温、线保温方式。

1) 点升温方式

该流程是在每口油井井口设电加热器,将油井气液混合物升至足够的温度后,多井树枝状串接输送进转油站(图 2-3)。考虑到单井产量、含水率、输送距离及原油凝点等因素,为保证末端进站温度要求,该流程井口上升的温度较高,一般为 $50 \sim 65^\circ\text{C}$,井口电加热器的功率较大。由于起点温度与环境温度之间的温差大,导致散热量大,运行能耗较高。

主要设备:井口电加热器、普通防腐保温钢管等。

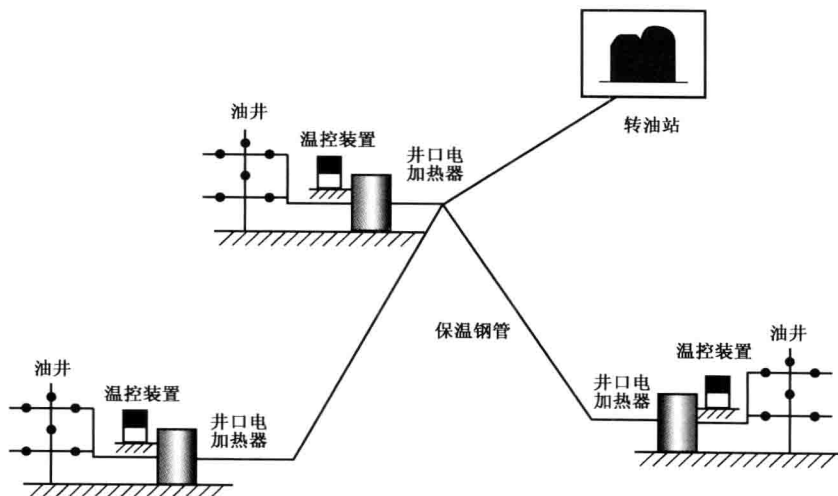


图 2-3 井口电加热器加热的点升温集油工艺示意图

2) 线升温、线保温方式

该种电加热集油方式(图 2-4)的井口升温设备为高功率电加热升温管(一般为 12m),即每口油井或每座丛式井平台集油管道井口端为升温段,用于给管道内低温介质迅速升温,降低管道摩阻。其余管道为保温段,用于维持管道沿线散热损失,保证管内介质平稳流动,并保温输至转油站,电热保温管道由温控系统全程控制。

主要设备:电加热升温管道、电加热保温管道及温控装置。

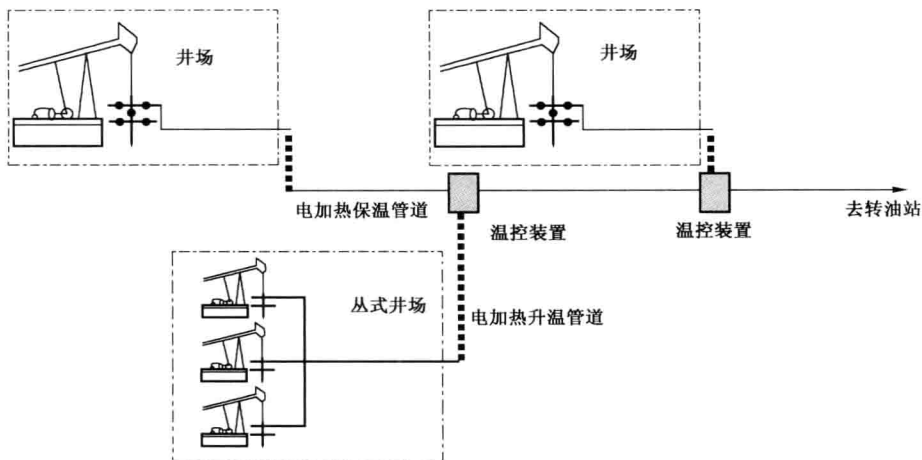


图 2-4 线升温、线保温电加热集油工艺示意图

3) 点升温、线保温方式

该流程是在每口油井井场或每座丛式井平台井场设置电加热器,将油井气液混合物由井口出油温度加热升至可集输温度,井与井之间由电加热管道串联,将气液混合物保温输至转油站,电加热器及电热保温管道均由温控系统全程控制(图 2-5)。

主要设备:井口电加热器、电加热保温管道(图 2-6)及温控装置等。

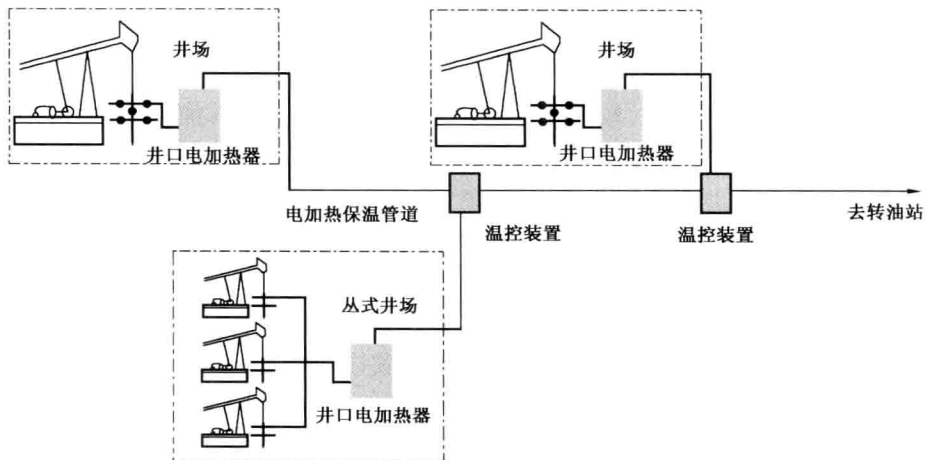


图 2-5 点升温、线保温电加热集油工艺示意图

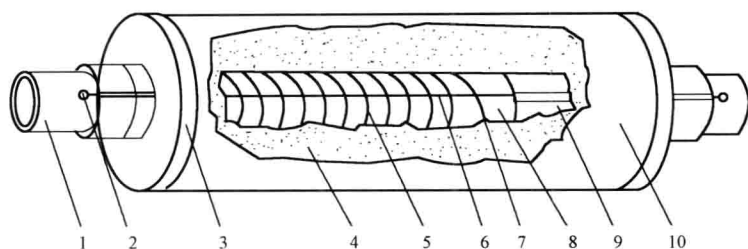


图 2-6 电加热保温管结构示意图

1—无缝钢管;2—电源插头;3—防水帽;4—聚氨酯泡沫保温层;5—电热线;
6—耐高温电源线;7—电源接点;8—绝缘防腐层;9—隔热护套;10—聚乙烯黄夹克

4) 三种电加热集油方式能耗对比

三种方式虽然都能达到集输温度的要求,但所耗电能有所不同。下面以大庆外围油田同一口油井为例,计算三种电加热集油工艺能量消耗情况。

假定油井产油 2t/d ,产液 2.5t/d ,综合含水率 20% ,气油比 $32\text{m}^3/\text{t}$,凝点 30°C ,原油黏度 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$;管径 $\phi 48\text{mm} \times 3\text{mm}$,井口出油温度 10°C ,进站温度为凝点,输送距离 300m 。

(1) 点升温、线运行方式。

在假定条件下,井口电加热器加热温度为 100°C (但实际生产不能实现,故此种条件仅作为比较参考),井口电加热负荷为 5.0kW ,按电加热器效率为 85% 计算,日耗电量为 $141.2\text{ kW}\cdot\text{h}$ 。

(2) 线升温、线保温方式。

在假定条件下,井口段电加热升温负荷为 1.7kW ,保温管电加热负荷为 4kW ,按电加热器效率为 85% 计算,合计日耗电量为 $143.8\text{ kW}\cdot\text{h}$ 。

(3) 点升温、线保温方式。

在假定条件下,井口电加热负荷为 1.1kW ,保温管热负荷为 4.1kW ,按电加热器效率为 85% 计算,日耗电量为 $130.0\text{ kW}\cdot\text{h}$ 。

由理论计算可知,第一种方式与第二种方式耗电量相当,第三种方式耗电量最低。经过多年反复的生产实践摸索,第三种“高效点升温、低耗线保温”简化创新工艺已成为大庆外围油田应用数量最多的电加热集油工艺。

2. 流程特点

(1) 简化了转油站工艺流程,取消了掺水炉、掺水泵及相关掺水加热工艺,缩小了油气处理规模。

(2) 站外采用一条电加热主线带多井、单管集油方式,简化了布局,减少了集油阀组间建设数量,减少了分散管理点。

(3) 集油系统温度场稳定,原油流动性好,可以将集油半径扩大到 $7\sim 8\text{km}$ 。

(4) 集油管网中设有温控装置,可根据设定温度自动调节电量供给。

(5) 电加热保温管具有全线加热功能,可实现管道长时间停运后的自动解堵。

(6) 由于一条主线带井数较多,若中间某处管线出现故障,则影响面积较大。

(7) 电加热保温管道接头多,每两根相接处有 4 个接头,其中 3 个为电缆接头,1 个为碳纤维接头,施工难度大,故障率高。

(8) 对电加热保温管电缆连接的密封性要求高,防水防腐措施要求严密,否则遇有低洼、潮湿、积水时极易发生短路断电问题。

(9) 电加热保温管的电缆、加热线在钢管外侧,在施工过程中容易受到挤压、碰撞,造成断点,因此,对施工质量要求较高。

3. 主要技术参数

- (1) 端点井回压小于 1.5 MPa。
- (2) 转油站进站压力 0.15 ~ 0.20 MPa。
- (3) 井口电加热器出口温度低于原油凝点 3℃。
- (4) 电加热保温管道运行温度低于原油凝点 3℃。
- (5) 转油站进站温度低于原油凝点 3℃。

4. 适用范围

该流程主要消耗电能,适用于低产、低渗透、低丰度、区块独立、依托条件差、伴生气量不足、周边没有外供气源的油气集输。但在近几年的生产运行中也发现,该集油工艺故障率较高,主要包括电加热器故障、电加热管道故障和温控装置故障。

四、拉油流程

对于零散区块的低渗透油田,由于远离老区,单井产量较低,油田无供电设施,开发面积小,无法形成外输能力,只能采用单井或集中装车拉运外输的集油方式。

1. 工艺原理

根据拉油方式不同,分为单井拉油和集中拉油两种形式。

对于分布零散的油井,一般采用单井拉油方式(图 2-7),井口设高架油罐或多功能储罐。大庆外围油田大多采用多功能储罐的储存方式。油井产出的气液混合物自压进入多功能储罐(高架罐),在罐内进行计量、油气分离、加热、储存。分离出的油田伴生气作为燃料,对罐内含水油进行加热,满足集输拉运所需温度要求,供热不足部分可用电加热器补充。密闭储罐靠自压装车,高架罐靠位差压力装车,装车后拉运到卸油点。

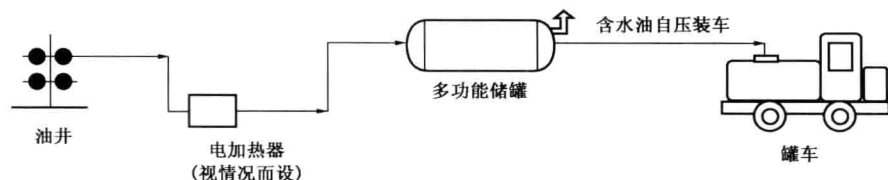


图 2-7 单井拉油流程示意图

对于油井分布相对集中的偏远、低产、孤立的小断块油田,采用集中拉油方式(图 2-8),即在井区的中心位置集中设置多功能储罐或高架罐。油井经集油管道进入集油站的进站阀组,自压进入高架罐或多功能储罐后装车外运。

根据油井产液量、道路情况和拉运距离确定储罐容积,储存时间宜为 2 ~ 7 天。

对于高寒地区、高凝点原油,要视原油物性、井口出油温度、井口集输距离等因素,决定是

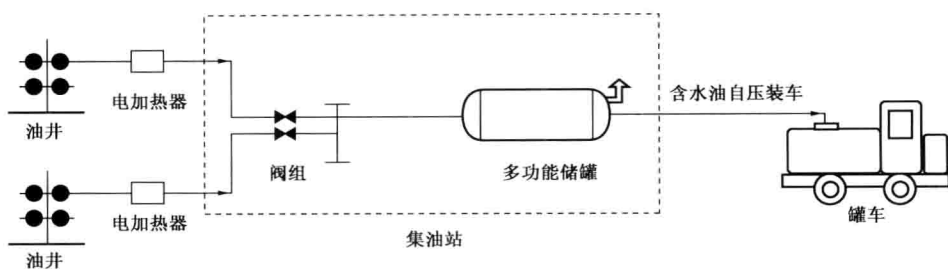


图 2-8 集中拉油流程示意图

否需要在井场设置加热设施。

2. 流程特点

(1) 工艺简单、灵活,多功能集油罐可搬迁重复利用,但管理分散,且拉油工艺对道路标准要求较高。

(2) 多功能拉油储罐以油井伴生气作为加热燃料,可充分利用井口伴生气资源,减少能源浪费。

(3) 与单管环状掺水流程相比,其地面设施少,建设投资低,可降低一次性投资 50%,但拉油运行费用较高,并且该工艺为开式流程,油气损耗大,运输过程中也容易造成环境污染。

3. 适用范围

对于距离已建油气集输系统较远、规模较小的分散断块可采用拉油流程。其中,单井拉油流程适用于远离已开发油田的低产零散井;集中拉油流程适用于孤立、低产断块,虽不能形成有一定的规模集油能力,但油井相对集中的油田。

五、提捞采油工艺

为了降低大庆外围“三低”油田的生产成本,开辟有效开发的新途径,从 1996 年起,大庆油田先后在台 105、茂 801、升平、宋芳屯、徐家围子、大榆树、朝阳沟、薄荷台、榆树林、头台等区块推广了提捞采油工艺(图 2-9)。目前,在捞油工艺、捞油设备、测试诊断和提捞采油操作管理等方面已基本形成了配套技术。

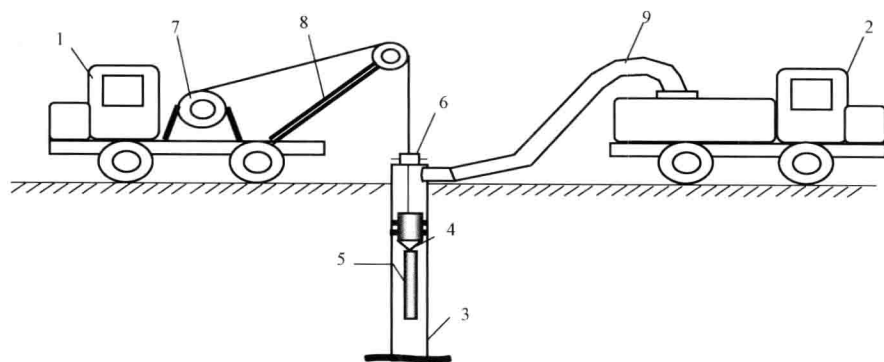


图 2-9 提捞采油工艺流程示意图

1—提捞车;2—油罐车;3—套管;4—捞油抽子;5—重锤;6—井口;7—钢丝绳滚筒;8—井架;9—胶管