

非整装复杂低渗透油田 地面工艺技术与实践

王岩楼 张传绪 李福章 主编



石油工业出版社

非整装复杂低渗透油田 地面工艺技术与实践

王岩楼 张传绪 李福章 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书全面总结了近几年来大庆西部外围油田地面建设新工艺、新技术、新设备、新材料的应用情况,这些成果在油田产能建设及调整改造中达到了简化工艺、降低投资及节约生产运行成本的目的,为经济有效开发外围油田奠定了基础,对其他低产低渗透油田的地面建设有借鉴意义。

本书适合相关专业科研、工程技术、管理人员和大专院校师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

非整装复杂低渗透油田地面工艺技术与实践/王岩楼等主编.
北京:石油工业出版社,2007.12
ISBN 978-7-5021-6396-9

I. 非…

II. 王…

III. 复杂地层-低渗透油层-油田开发-地面工程

IV. TE4

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2007)第 193937 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

发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技排版中心

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2007 年 12 月第 1 版 2007 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:16

字数:410 千字 印数:1—1300 册

定价:75.00 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

《非整装复杂低渗透油田地面工艺技术与实践》

编 委 会

主 编：王岩楼 张传绪 李福章

副主编：许辛淑 刘喜文 李淑英 于秀军 刘秀才

编 委：周国彬 韩 军 董其龙 刘振明 高 嵩

王殿庆 张志民 张庆丰 侯新举 赵玉军

谷亚景 田玉凯 栾金凤 王忠民 杨 容

夏建军 马文雅 唐 伟 贾朝霞 黄万亿

朱佳丽 魏 胜 马红艳 李方梅 王维刚

车景兰 王翠霞 常丽丽 杨丽伟 胡 威

前 言

大庆西部外围油田,由于油藏储层渗透率低、储量丰度低、单井产量低、动用风险大;同时由于地面条件差,油田分布偏远零散,自然环境敏感性强,与已建系统依托性差,建设难度大,导致了部分油田开发经济效益差,甚至面临无法动用的局面。为此,根据“整体部署、分步实施、跟踪研究、及时调整、逐步完善”的开发部署方式,强化“地下、地面”一体化优化工作,形成了适合大庆西部外围油田发展的地面建设模式。

本书根据近几年来大庆外围油田地面建设成果,全面总结了地面建设采用的新工艺、新技术、新设备、新产品,发挥技术优势,使其在油田产能建设及调整改造中达到简化工艺、降低投资及节约生产运行成本的目的,为经济有效开发外围油田奠定基础,为其他低产低渗透油田的地面建设提供借鉴。

本书由王岩楼、张传绪、李福章主编,由编写人员分头负责编写,集中审查修改。具体分工如下:第一章由李福章编写;第二章由谷亚景、栾金凤、王忠民、杨容编写;第三章由夏建军编写;第四章由马文雅编写;第五章由唐伟、贾朝霞编写;第六章由黄万亿、朱佳丽编写;第七章由魏胜编写;第八章第一节由马红艳编写;第八章第二节由李方梅编写;第八章第三节由魏胜、王维刚编写;第九章第一节、第二节由赵玉军编写;第九章第三节由于秀军编写。

由于地面工程涉及的专业比较多,技术比较复杂,加之本书编写人员水平有限,缺点和不足在所难免,请广大读者提出宝贵意见。

编 者

2007年5月

目 录

第一章 国内低渗透油田地面工艺概述	(1)
第一节 吉林油田	(1)
第二节 内蒙古二连浩特油田	(8)
第三节 长庆西峰油田	(13)
第二章 油气集输与处理工艺	(18)
第一节 油气集输工艺原则	(18)
第二节 集油工艺	(19)
第三节 油气处理工艺	(24)
第四节 输油工艺	(37)
第五节 加药工艺	(58)
第六节 天然气工艺	(69)
第七节 原油及天然气计量	(78)
第三章 水处理工艺	(89)
第一节 水源	(89)
第二节 水质标准	(89)
第三节 水处理工艺技术	(96)
第四节 水处理化学药剂	(112)
第四章 注水工艺	(117)
第一节 外围低渗透油田对注入水质的要求	(117)
第二节 注水泵	(118)
第三节 站内注水工艺	(120)
第四节 站外注水工艺	(123)
第五节 柱塞泵加变频技术效果分析	(125)
第五章 供配电	(126)
第一节 油田供配电系统概况	(126)
第二节 燃气发电	(143)
第三节 变频技术	(146)
第四节 补偿技术	(148)

第六章 自动化系统 (150)

 第一节 计量仪表 (150)

 第二节 自动化系统 (153)

 第三节 通信 (160)

第七章 腐蚀与防护 (165)

 第一节 腐蚀与防护的意义 (165)

 第二节 腐蚀与防护基本知识 (166)

 第三节 阴极保护技术 (174)

 第四节 防腐检测技术 (184)

 第五节 腐蚀与防护措施 (198)

第八章 地面配套及公用工程 (207)

 第一节 道路 (207)

 第二节 热工 (213)

 第三节 油田环境保护 (218)

第九章 建设优化、简化及节能降耗的油田 (228)

 第一节 新油田建设优化 (228)

 第二节 老油田改造简化 (231)

 第三节 节能降耗 (233)

第一章 国内低渗透油田地面工艺概述

本章是对吉林油田、内蒙古二连浩特油田、长庆西峰油田地面工艺的概述,以了解国内相关油田地面工程系统的建设标准及模式,分析并学习各油田开发建设的经验。

第一节 吉林油田

一、油田基本概况

吉林油田包括扶余油田、新木油田、红岗油田、新立油田、乾安油田、英台油田、新民油田、江心岛油田、四家子油田、大 208 区块、前大油田、乾安 146 区块、木南区块、前 41 区块、大北油田、新立 108 区块、大情字井油田和英坨共 18 个油田。截止到 2004 年年末,吉林油田已开发建成油井 10845 口,注水井 3781 口,油气计量间 992 座,接转站 71 座,联合站 16 座,含油污水处理站 14 座,注水站 39 座,配水间 814 座,变电站 26 座,地面工程投资占产能建设投资的 30% ~ 40%。

二、油气集输处理系统

(一)布站方式

根据油田区块的特点,采用一级半、二级、三级或两种方式混合布站方式。一级半布站为油井至计量站至脱水站;二级布站为油井至接转站至脱水站;三级布站为油井至计量站至接转站至脱水站。

(二)集油工艺

1. 集油工艺流程

吉林油田主要采用了以下集油工艺流程:

“一热多油”伴热技术,即:一根热回水管给 4 口井单井管线伴热(图 1-1)。该流程适合产量高、油气比高的油田。1990 年开发的江心岛油田采用一热两油伴热新流程。

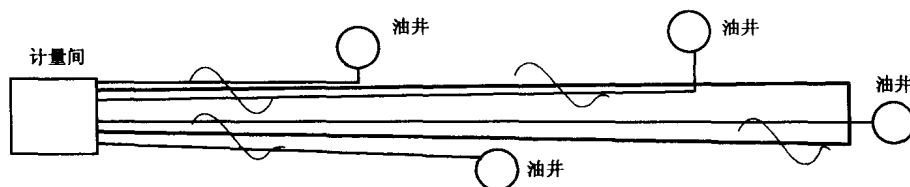


图 1-1 “一热多油”伴热流程

“一丛四管”伴热技术:在四家子油区和民北油区,平台井采用了“一丛四管”新流程,即一座丛式平台井只用一组热回水管线和一根油生产管线及一根油计量管线(图 1-2)。该流程适合产量高、油井油气比高的油田。



图 1-2 “一丛四管”伴热流程

原油不加热集输技术:红岗油田有 462 口井采用单管不加热输送,井口不加药,不通球,靠井口回压,利用玻璃衬里管线(采用玻璃衬里管实现原油不加热集输,是利用管材的物理性质,即管材的亲水性和光洁性达到原油不加热集输的目的)将油井产出物全部输送到接转站。该流程适合油品性质好、含水高、油井出油温度高的油田(图 1-3)。

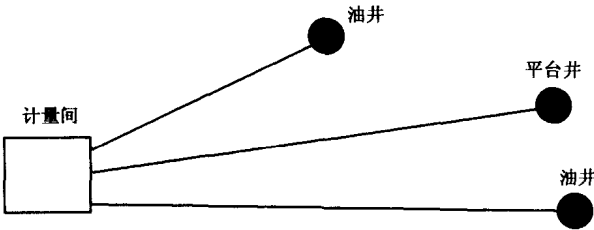


图 1-3 原油不加热集输流程

小环状掺输技术:目前吉林油田已有 1000 多口井采用了小环状掺输流程。小环状掺输是 3~5 口井采用一个集油环,通过一根掺水管线完成一个环的集输(图 1-4)。合理设计掺输管径和掺输压力、温度,保证油井回压不大于 1.5MPa。一座集油配水间可以带 20 多口油井。初期掺热水,后期掺常温水。该流程适合产量低、油气比低、含水低的油田。

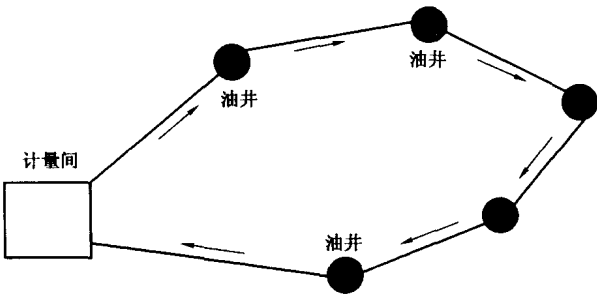


图 1-4 小环状掺输流程

油气混输技术:面积较大的整装油田,脱水站集输管网采用二级布站、枝状管网,即油井产出液通过计量站混输泵增压进入脱水站。该流程适合集油半径大的油田。

2. 接转站工艺流程

接转站采用油气分离、脱水(沉降)、缓冲三合一装置,将站外来的油、气、水三相混合物通过“三合一”装置分离出天然气和游离水,并且使该装置的液位与外输泵的变频连锁,经过处

理后的油直接外输。站内采用真空加热炉。

掺输流程的井口掺水压力为 1.2 ~ 1.6MPa, 掺水出站温度在 65℃ 左右, 掺水量 0.5 ~ 0.8m³, 掺水含油 1% ~ 5%, 掺输流程集输半径一般为 3 ~ 5km, 特殊情况可以达到 7km。井口高压活动热洗。单井计量主要采用翻斗量油, 部分井采用软件计量, 计量周期 7 天左右。翻斗计量精度较高, 软件计量精度较低。

(三) 原油处理工艺

沉降脱水工艺: 对于处理规模较小, 油品性质不太好的区块, 采用沉降脱水技术, 合理设计沉降罐结构, 通过进液分配管、油水界面调节器控制油、水在罐内的停留时间, 使沉降罐内原油的脱水效果达到合格的指标。

联合站一段脱水密闭处理工艺: 对于大规模开发的油田, 站内采用一段脱水密闭处理技术。站外来的油、气、水三相混合物进入高效三相分离器。高效三相分离器采用旋流预脱气、水洗破乳、高效聚结和油水界面控制等新技术, 通过加药, 使含水油经一次处理达到合格原油的标准。利用超声波控制缓冲罐的液位, 与外输泵变频连锁, 密闭脱水, 密闭输油。

电脱水密闭处理工艺: 采用一段游离水脱除和二段电脱水处理工艺。该流程现已逐渐被淘汰, 由高效三相分离器脱水工艺取代。吉林油田的原油含泥砂相对较少, 没有设置固定清砂系统, 只靠定期清罐来完成。老化油难于处理, 主要体现在电脱水工艺中。吉林油田逐渐淘汰电脱水工艺。目前老化油处理的方法是加大药量或单独用一个罐装老化油, 增加沉降时间。

(四) 原油储存及输送方式

转油站与脱水站输送方式多数为管输。转油站满足不了热力条件输送时, 采用三管伴热输送方式, 脱水站中间设置升温、增压站。转油站与脱水站均设有原油储罐, 储存天数均在 3 天以上。

(五) 油田伴生气集输系统工艺

吉林油田伴生气很少, 基本上没有外输天然气。伴生气经过除油器和干燥器处理后供转油站自用。转油站站内均设置以油和气为燃料的加热炉。无燃料气的联合站锅炉烧煤。

(六) 主要站平面布局情况

吉林油田的站库基本上都是分区布置的, 主要分集油脱水区、加热区、变配电区。队部一般都不在站内, 多数队部与站比邻建设。近年来建的站内道路均为水泥路, 路宽 4m, 围墙多数为三面砖围墙, 一面铁艺围墙, 高度 2.2m。

(七) 节能设备、技术

油气集输的主要设备均选用节能型的, 真空炉、变频器被广泛应用, 加热炉效率可以达到 85% ~ 90%。

三、注水系统

站外配水大都采用多井配水流程, 有些区块还采用了多进配水与单干管单井配水相结合的流程, 即从配水间引出的注水支线可串联 2 ~ 3 口注水井, 各注水井口分别安装流量计进行计量。

注水系统主要采用了 4 种流程。

(一) 注水小站工艺流程

该流程是根据小断块油田注水量相对较小、总的用水量不大的特点而设计的一种密闭而简化的供注水流程,见图 1-5。

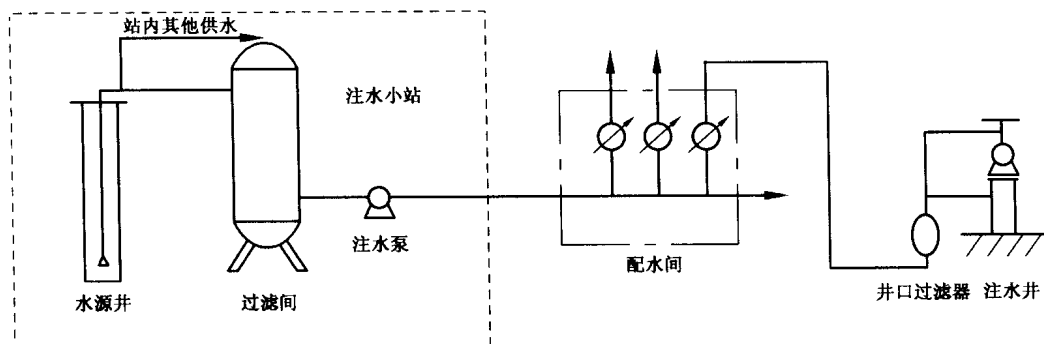


图 1-5 注水小站工艺流程

注水小站工艺流程的技术特点是:

(1) 供水系统简单,由一口水源井代替,省去了供水储罐、供水泵、注水储罐、喂水泵。站内工程投资可以减少 20%,占地面积减少 30%。

(2) 水源井泵的电动机采用变频技术,使泵的供水压力平稳,不随水量变化波动,保证了供水系统和注水泵的喂水条件,可以防止深井泵憋泵、打回流等运转造成的能量损失。

(3) 实现了密闭注水流程,减少了氧的溶入。

(二) 简易注水小站工艺流程

该流程是针对注水井数少的区块而设计的一种密闭而简化的供注水流程,见图 1-6。

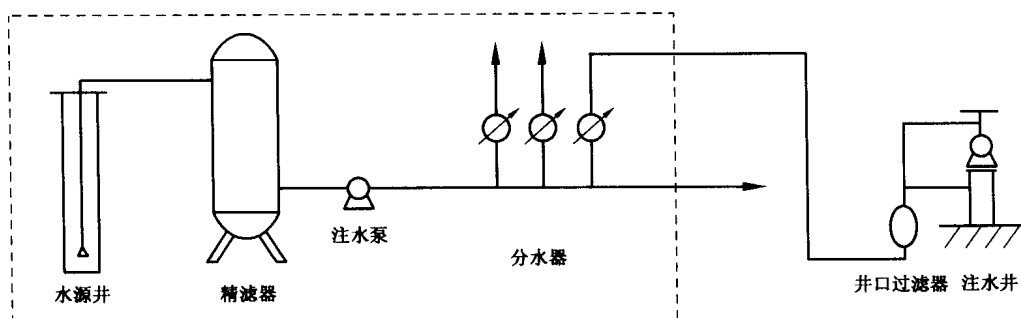


图 1-6 简易注水小站工艺流程

简易注水小站工艺流程的技术特点是:

(1) 水源井、精滤器、注水泵、配水阀组一般都建在一个操作间内,设备少,建筑面积小。该流程做到了最大限度的简化,建设费用低。

(2) 采用高效柱塞泵和变频调速装置,注水压力、注水量能够根据设定值自动调节,适应不同注水井数变化和注水量调节要求,使注水泵可以在最佳工况条件下运行,泵运行效率在 85% 以上,实现了节能。

(3) 站内配水阀组直接对单井配水,操作成本较低。

(4) 该工艺流程注水系统全密闭,减少了氧的溶入。

(三) 集中水处理、低压供净化水小站注水工艺

在小断块群油田的设计中,根据断块分散,各断块间注入压力不同的开发特点,采用了集中进行含油污水处理,低压输送净化水至各断块注水站的工艺流程。

小站内来水直接进入注水泵,经过加压输送到注水管网,站内不设调节水罐和喂水泵。

该流程的技术特点是:

(1) 适应多断块、较分散油田的开发。由于各断块的注水量和注水压力差异较大,如果统一由一个注水站供高压水,则管网效率、系统效率必然很低,小站流程可以有针对性地选择注水泵,可以提高注水系统效率,达到节电的目的。

(2) 适应滚动开发建设的需要。在油田产能和开发技术指标没有确定时,要确定注水系统规模是很困难的。小站流程可以灵活调整,分期实施。可以分批滚动建设小注水站,初期以清水作水源,随着油田的开发,可以建设集中处理站。

(3) 可以低压输送净化污水,清污分注,减少混注对油藏的伤害,提高采收率。

(4) 由于输送净化污水的干线为低压系统,因此可以采用薄壁焊接钢管,可以节省钢材 30% ~ 50%,可以有效地降低管网建设费用。

(5) 各注水小站分布在断块注水负荷中心,均采用高效柱塞式注水泵,泵效在 85% 以上,供电电压为 380V,可以与井排供电线路共用电网。该系统运行效果好,系统效率达到 60% 以上。

(四) 单系对单井流程

对于开发形势还不明朗的注水单井,注水水源采用油田钻井施工后保留下的供水井或就地钻凿小浅井,采用活动橇装注水泵注水。待开发前景明朗,正式注水系统建立后,橇装注水泵可以用于其他新开区块的早期注水。

注水设备主要采用的是三柱塞和五柱塞注水泵,排量最大为 $42\text{m}^3/\text{h}$,最大压力一般为 16 ~ 25 MPa。流量调节全部采用变频调速实现。注水半径一般在 5km 以内,低压供水距离达到 15km。目前,主要的洗井方式是采用洗井车洗井,排出液用罐车回收运走,部分区块采用过反吐洗井流程。

吉林油田采用的节能设备主要是低压变频器,注水单耗为 $19.8 \sim 21.2\text{MJ}/\text{m}^3$ 。

四、供水及污水处理系统

吉林油田注水供水水源主要为地下水及处理后的含油污水。

地下水主要为第四系、古近系、新近系的承压水。成井深度一般在 100 ~ 200m 之间,单井产水量 $50 \sim 80\text{m}^3/\text{h}$ 。

目前,吉林油田开发的低渗透和特低渗透区块,一般执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329—1994)规定的 A₂ 级标准。但实际执行中,悬浮固体颗粒直径中值和悬浮固体含量仍然不能完全达到标准。

清水处理设备主要是超精细纤维过滤器。一般处理流程是水源井来水直接过滤,过滤后的水直接进注水泵。

对于污水,个别地区根据开发要求和水质配伍情况,在过滤后投加不同的处理药剂,主要是稳定剂、防腐剂、防垢剂等。近几年新建和改造的工程主要采用的是压力流程。其主要流程

是:油系统来水→缓冲罐→加压泵→压力除油器→一级过滤→二级过滤→注水罐。其中核心处理设备——压力除油器是吉林油田针对不同的采出水水质自行设计的专用设备。进出水设计指标是:

进水:含油不大于 1000mg/L,悬浮固体不大于 100mg/L;

出水:含油不大于 50mg/L,悬浮固体不大于 30mg/L。

根据水质情况,过滤部分一般采用一级核桃壳过滤器,二级双滤料或改性纤维球过滤器。过滤指标为:

一级核桃壳过滤器:

进水:含油不大于 100mg/L,悬浮固体不大于 50mg/L;

出水:含油不大于 10mg/L,悬浮固体不大于 10mg/L;

工作周期:8~24h。

二级过滤器:

进水:含油不大于 20mg/L,悬浮固体不大于 30mg/L;

出水:含油不大于 5mg/L,悬浮固体不大于 2mg/L;

工作周期:8~24h。

技术特点:

采用压力式除油工艺流程,实现了采出水密闭处理,避免了氧气的溶入,有利于减缓容器和管道的腐蚀,有利于水质稳定。采用集聚结整流、斜管沉降、化学混凝除油技术为一体的压力式除油器,可以提高除油效率,减少占地面积,节省工程投资。

一级过滤器采用核桃壳自动过滤器,二级过滤器采用改性纤维球滤料或核桃壳金刚砂组合的双滤料过滤器,以保证出水指标。过滤设备自动控制,操作简单,冲洗及时彻底。在采出水处理系统中,均设计安装了完善的加药系统,但是在实际运行中,为了降低成本,几乎没有投加任何药剂。在反冲洗水处理方面比较好的做法是,增加多功能回收水罐。该水罐既能收油又能固、水分离,大量的水回收利用,少量的污水排到污泥池。针对污水量小,每天仅有几百立方米,而且来水不均匀的区块,采用了简易污水处理流程,见图 1-7。

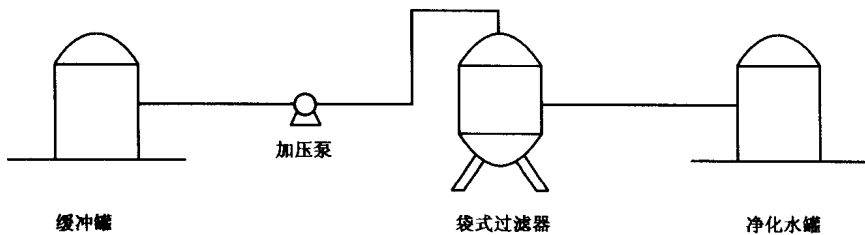


图 1-7 简易污水处理流程

在简易污水处理流程的设计中,对缓冲罐进行了内部结构上的改进,使它具备了随液位浮动可以自动收油的功能,同时在布水、集水、排泥方面都进行了优化,使它成为一个多功能处理罐。由于采用袋式过滤器,滤袋可以拿出来清洗更换,因而不用设反冲洗系统(反冲洗水罐、反冲洗泵、反冲洗水回收系统)等设施。

吉林油田的含油污水,除英台油田部分外排外,其余地区 100% 回注地层。英台油田净化污水的多余部分输送到苇塘,用于芦苇养殖。

五、供配电系统

油田各联合站、接转站低压配电均采用双电源、双变压器供电,变压器开一备一运行。油井供电分为两种形式:对于平台井,高压线路直接接到井场,利用一台变压器给一个平台井供电;对于单直井,高压线路接到井区,每台变压器通过低压线路给三口油井(小功率抽油机除外)供电。配电系统由 10kV 或 6kV 线路连接低压用电设备,每段都采用有效无功补偿,节电效果比较明显。所有新建及改造的配电变压器均采用 S10-M 型高效节能变压器。抽油机电动机、控制箱大部分由抽油机自带,大功率抽油机多数为双功率电动机,小功率抽油机为普通电动机,部分采油厂采用了稀土电动机。

六、配套及公用工程

(一)道路系统

吉林油田目前所建道路路面均为沥青或水泥砼。其中主干路(外部与联合站连接的道路)一般为沥青砼路面,路面宽 7m,路基宽 9m。井排路和丛式井平台路,路面宽 3.5m。水泥砼路面,路面宽 5.5m,每 300m 设错车道 1 处。脱水站、变电所、集油间、注水站等道路宽度多为 4m,路面为水泥砼,基层多为碎石灰土,灰土等。独立井目前不修建道路。

(二)通信系统

吉林油田通信专网建于 20 世纪 80 年代末期,传输网采用数字微波,交换机采用数字程控交换机。随着油田的发展,通信网的规模逐步扩大,网络覆盖整个油田,现有电话站近 20 座,站间中继为数字微波或光纤传输,全网装机容量 55000 线,并承载着电力、消防等调动专网。整个专网由一个出口局与公网相连,专网以分局方式接入公网,中继方式为全自动方式,专网与公网实行等位自动拨号。

二级布站,距电话站小于 10km 左右的生产区的各种站场,采用架空电缆及直埋电缆敷设方式安装了油田专网电话。三级布站,电话接到放水站(联合站)、转油站及部分计量间。

变电所除安装正常办公电话外,均安装了电力调度电话,特殊地点不能安装调度电话的均安装两部办公电话。距电话站大于 20km 的站场,电话需求量不大的地方,采用一点多址数字微波加 PCM 方式。边远的零星站场采用了油田通信公司与松原联通协作的无线固定电话。

(三)自控系统

井口:采用两种监控方式,一种是采用翻斗计量;一种是采用软件计量。

集油间:采用翻斗计量。

配水间:采用常规仪表监测或采用工控机对几个配水间进行数据采集监测,统一管理。

转油站:一种方式是对站内各种工艺参数采用常规仪表进行监测;另一种方式是采用工控机对站内各种工艺参数进行数据采集监测,统一管理。

放水站:采用工控机对站内各种工艺参数进行数据采集监测,统一管理。

注水站:一种是对站内各种工艺参数采用常规仪表进行监测;另一种是采用工控机对站内各种工艺参数进行数据采集监测,统一管理。

污水处理站:对站内各种工艺参数采用常规仪表进行监测和监控。

联合站:一种是对站内各种工艺参数采用常规仪表进行监测;另一种是采用 PLC 多回路控制系统对站内各种工艺参数进行数据采集监测和控制,统一管理。

变电所:以往采用常规继电器保护系统,现在逐渐采用微机。

第二节 内蒙古二连浩特油田

一、油田基本概况

内蒙古二连油田包括宝力格等 15 个油田。截止到 2004 年年末,该油田已开发建成油井 1278 口,注水井 618 口,建成联合站 7 座,接转站 10 座,计配站 98 座,加压加热站 10 座。到 2004 年年底,宝力格油田共投产油水井 157 口,建成计配站 9 座,联合站 1 座(宝一联),接转站 1 座(宝一站),拉油站 1 座(宝二站),水源井 5 口,建成了 $25.32 \times 10^4 \text{ t/a}$ 生产能力。

(一)气候特点

该油田属北温带大陆性干燥气候,每年 10 月至次年 4 月为霜冻期,极端最低温度 -42.4°C ,平均最低温度 -21.2°C ;极端最高温度 42.4°C ,平均最高温度 22.1°C ,年平均气温 $-2 \sim 0^\circ\text{C}$ 。风沙频繁,冰雪、沙尘暴肆虐,多为 6~7 级大风,最大风速 28 m/s ,年大风日数平均 78.1 天。全年气候干燥,雨量稀少,年平均降水量 254.3 mm ,年蒸发量 $1500 \sim 2700\text{ mm}$ 。油田远离城镇,人烟稀少,每平方千米 1~2 人。

(二)油藏地质特征

宝力格油田地质特征见表 1-1,宝力格油田地面原油性质见表 1-2,宝力格油田地层水性质见表 1-3。油田开发预测见表 1-4。

表 1-1 宝力格油田地质特征表

区块	平均孔隙度(%)	平均渗透率(mD)	储层类型
巴 19	18.5	145.2	中孔—中渗
巴 38	17.8	86.3	中孔—中渗
巴 48	21.5	169.2	中孔—低渗

表 1-2 宝力格油田地面原油性质表

断块	油组	原油密度 (t/m^3)	原油粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质沥青 质含量(%)	初馏点 ($^\circ\text{C}$)
巴 19	Ⅱ	0.8783	48.76	29.1	16.9	0.23	27.8	108.3
	Ⅲ	0.8836	86.73	34.0	15.9	0.28	31.15	112.0
巴 38	Ⅱ	0.8822	43.62	30.5	15.6	0.25	31.9	103.0
	Ⅲ	0.8785	41.83	28.0	13.9	0.24	32.4	97.0
巴 48		0.8954	140.66	28.5	11.3	0.33	38.0	127.1

表 1-3 宝力格油田地层水性质表

断块	油组	氯根(mg/L)	总矿化度(mg/L)	水型
巴 19	Ⅱ	118.9	6199.2	NaHCO_3
巴 38	Ⅱ	132.9	5507.9	NaHCO_3
	Ⅲ	118.3	5536.8	NaHCO_3
巴 48	Ⅲ	716.1	6299.9	NaHCO_3

表 1-4 宝力格油田开发预测表

时间(年)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
平均单井产油量(t/d)	9	9	9	7.4	6.0	5.3	4.5	3.8	3.3
平均单井产液量(t/d)	9.1	11.1	15.2	18.1	18.3	18.6	18.7	18.8	18.8
含水量(%)	1.6	18.6	41.0	59.2	67.4	71.6	75.9	79.5	82.5
单井注水量(m^3/d)	30.0	31.4	41.5	49.3	49.1	49.4	49.3	49.2	49.2

二、油气集输处理系统

(一) 布站方式

根据油田区块的特点,采用二级和三级布站方式,二级布站为计配站→联合站;三级布站为计配站→接转站→联合站,见图 1-8。

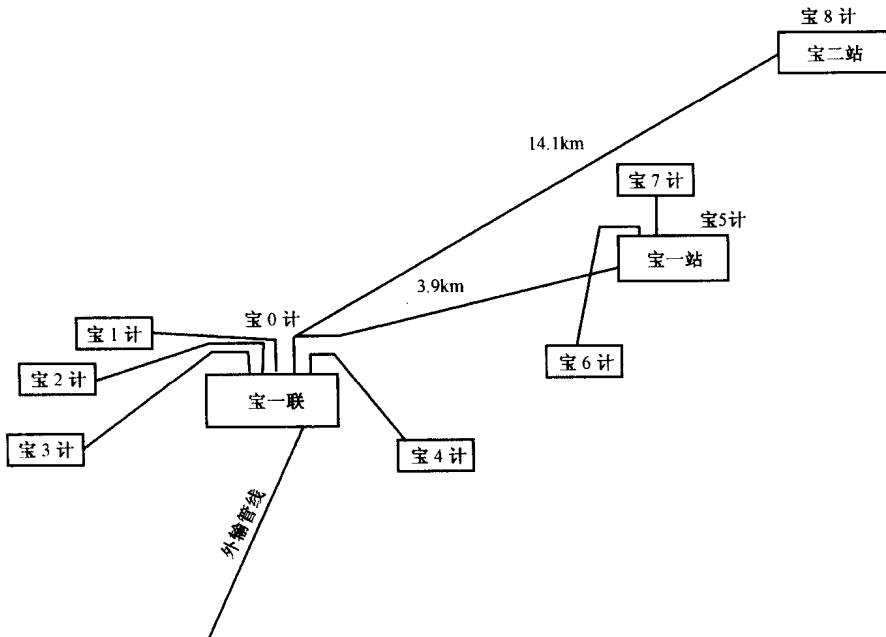


图 1-8 宝力格油田站点布局图

(二) 集油工艺

1. 集油工艺流程

采用三管伴热和掺低压污水集油相结合的集油流程。

2. 设计参数及运行参数

各站设计参数及运行参数见表 1-5。

表 1-5 各站设计和运行参数表

参 数	站 点	设计参数值	运行参数值	备 注
进站温度(℃)	宝一联	30~40	40	高于凝固点 4~6℃,低于析蜡点 22℃
	宝一站	≥30	45	高于凝固点 3~5℃,低于析蜡点 20℃
	宝二站	≥30	45	高于凝固点 3~5℃,低于析蜡点 20℃
进站压力(MPa)	宝一联	≥0.3	0.36	井口压力≤1.0
	宝一站	≥0.3	0.4	井口压力≤1.0
	宝二站	≥0.3	0.24	
井口掺水压力(MPa)	宝一站	0.4~0.5	0.5	
	宝二站	0.4~0.5	0.2~0.3	
掺水出站温度(℃)	宝一站	<64	63	
	宝二站	<90	70	
掺水集油半径(m)	宝一站	1320		
	宝二站	520		

3. 计量及计量精度

在计配站设置分离器集中计量,远程控制,自动切换,计量精度 0.5 级。

(三)原油处理工艺

1. 处理工艺

接转站和脱水站均采用高效三相分离器进行油气水分离,其工艺流程见图 1-9。

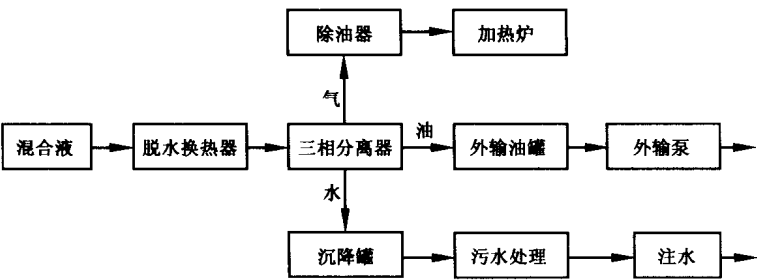


图 1-9 宝力格油田原油处理工艺流程

2. 主要工艺参数

原油处理主要工艺参数见表 1-6。

表 1-6 原油处理工艺运行参数

参 数	数 值	参 数	数 值
分离器压力(MPa)	0.2~0.4	脱水温度(℃)	43
脱后污水含油(mg/L)	2.6	分离沉降时间(min)	110
脱后含水量(%)	15		