



中国 科华



科技部创新基金支持项目

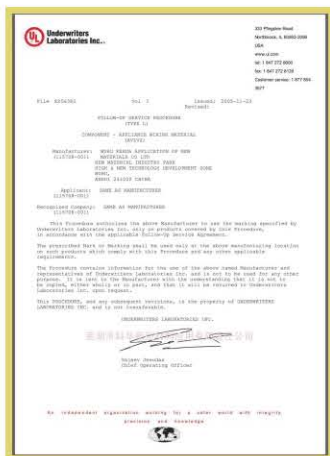
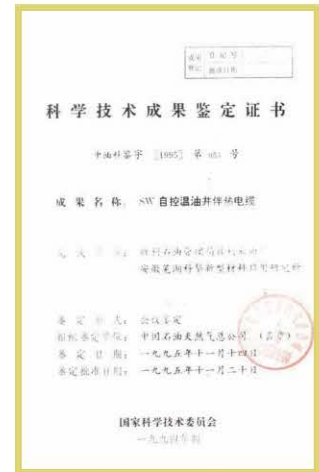
原油变功率热采、热输集成应用技术 及物联网控制系统

- 1、油井油管、抽油杆变功率电伴热采油装置
- 2、输油管线内置变功率电伴热输油装置
- 3、物联网控制系统

中国平安 PINGAN 中国平安财产保险股份有限公司承保产品责任险



部分资质、自主知识产权、质量认证



企业简介

芜湖市科华新型材料应用有限责任公司坐落在中国长江之滨芜湖市国家高新技术产业开发区，占地60亩、建筑面积3万余平米。集“科、工、贸”为一体的国家高新技术企业，率先在国内从事新型导电高分子功能材料的研究、智能产品的应用开发、生态环保材料应用研究及产品开发，自二十世纪八十年代初与华东理工大学、中国科技大学合作以来，至今仍是国内唯一一家具有国际先进水平自限温系列电热带和自限温系列加热电缆、生态、健康、低碳、节能、环保、太阳能光伏等综合集成应用技术开发，无机相变储能材料及电热蓄能器材的专业生产厂家。

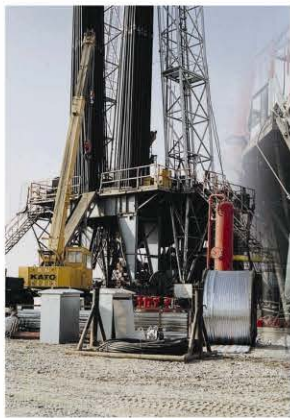
公司具有自主知识产权和原发性开发及技术服务能力，拥有四十六项中国专利，其中十二项发明专利，拥有国内外二十三项注册商标，安徽省著名商标，全部产品曾皆为省级新产品或国家级重点新产品。曾多次获得国家、省、市等科技成果奖，其中1997年就已获芜湖市科技进步一等奖、安徽省二等奖，2010年元月其核心技术获国家科学技术进步奖二等奖。

公司通过ISO9001质量体系认证，是国内同行业中唯一一家通过中国船级社工厂型式认证的企业，获生产许可证和国家防爆电气产品质量监督检验中心防爆认证，更为突出的是国内同行业中唯一一家产品通过美国“UL安全认证”、欧盟Rohs环保认证的企业。公司为国内多个行业的国家级物资供应一级网员，（如，能源一号网成员单位）并获多家区域二级供应入网资格，中国地热采暖协会常委，中国生态环境建材分会会员。公司为建设部“管道和设备保温、防结露及电伴热”，山西省地方标准“自限温加热电缆蓄能地面辐射供暖技术规程”，北京市地方标准“地面辐射供暖技术规程”和安徽省地方标准“地面辐射供暖及建筑与生活设施用自限温电热带”标准的第一起草单位，同时分别是能源部、工信部立项“太阳能利用自限温电热带”、“地面辐射供暖、建筑与生活设施用自限温电热带”两项行业标准第一起草单位、第一起草人。

公司产品广泛应用于众多行业，如：环保、石油、石化、电力、钢铁、化工、军工、煤气、冷冻、食品、建筑、建材、太阳能利用、空调、热泵、家用电器、农业（种植、花卉、苗圃）、养殖等，广泛应用于国内外重点工程、重点项目上，如：油田热采热输系统、海上石油平台、西气东输场站、西部管道、煤层气开采、电厂钢厂计控及化工等管线伴热保温、首都机场、京、津奥体场馆等国家级工程项目以及多行业；给排水、消防管线防冻、地面辐射供暖、新型现代温室大棚、制冷、四季恒温、低温浇铸砼、化冰雪等各种工艺要求的加热、伴热、保温的场合和改进工艺及工艺装置以及延伸开发的远红外、负离子、除菌、生态、节能、环保、安全、健康的智能电热器材等产品。多年来，科华与时俱进，致力于新型功能材料及其生态环保材料产品的研制开发和低碳、节能、“物联网”及计算机智能控制等应用技术，集高分子功能材料科学、辐射化学技术、生态环境材料、相变储能材料应用技术、智能电热产品制造技术，分布式电源、非蓄电非逆变光伏电、风电、低谷电、燃气等互补供热、制冷集成应用技术及物联网计算机智能控制技术等众多领域、多学科为一体的综合性高科技企业。



科华中工程师程崇钧研究员在中国石油天然气总公司主持的鉴定会上作热力采油汇报。



在胜利、大庆、青海、河南、江苏等又油田数十家采油厂数百口井热力采油工艺上得到广泛的应用



SWJ自控温油井伴热电缆加热装置通过在新庄油田新开6和新开5井上的现场实践，取得了较好的应用效果，见到了可观的经济效益，也为恢复新庄油田和其它区块上因油稠而不能正常开采的油井提供了可靠的技术依据，进而使稠油资源能够得到进一步充分利用。SWJ自控温油井伴热电缆加热装置安全可靠，性能稳定，操作简单，运行费用低，可根据油井实际需要间开使用，达到增湿降粘、减小原油在井筒内的流动阻力，增加泵效，减少油管的蜡堵及清蜡问题，延长泵和抽油杆的使用寿命。建议该项技术在其它因油稠而生产不能进行的采油井上应用，提高稠油资源的动用程度，取得更好的开发效果。



为了解决高凝、高粘和结蜡井的正常生产，我厂已经作了大量的工作，先后在注热化学药剂、注（滴）降粘、清蜡剂、热介质洗井和电热杆采油等方面作了尝试，解决了一些由于油稠和结蜡严重而不能正常生产的油井。电热杆的电缆都是下在空芯抽杆内。进行二次施工时，由于空芯抽杆的接头很多，杆芯内很可能进油、进水，造成井下电缆腐蚀、老化和短路。针对电热杆采油工艺的不足，在厂领导的支持下，我们引进了SW自控温油井伴热电缆。于六月十六日在闵19井下仅试验一次成功，通过实际测试，数据令人满意。六月二十一日又顺利完成采用SW自控温油井伴热电缆新工艺后闵19井的作业，并于当日下午2：30开抽。至七月底已正常生产四十天，累计产油872.6吨，平增日产21.815吨，为我厂创造了良好的经济效益。



SW自控温井伴热电缆使用说明：该项目是由胜利采油厂和芜湖科华所共同研制开发的高科技产品。SW自控温油井伴热电缆成功地解决了稠油、结蜡油及高凝油的生产难题。1993—1997年，在胜利采油厂推广了38口井，累计增油4.3万吨（784元/吨），创产值3371.2万元。与美国瑞德公司产品相比自制产品每千米节约36.77万元，38口井节约1997.28万元。



一、油井油管、抽油杆变功率电加热采油装置

稠油、含蜡油、高凝油等石油均因“物性差”，前述“三高”油井在开采生产中，当原油从油层通过油管和输油管到达集输泵站，由于热量损失，使原油温度低于临近流动温度。这会导致蜡的析出沉积，粘度突增，增大流动压力降，而致不能顺利开采。“热力采油”是利用热源沿采输过程中、通过载体与原油（稠、蜡、凝）进行热交换，补充热量损失，克服上述问题，达到顺利开采之目的。

围绕热力采油，各种产热工艺装备相继被试用。如：电热杆加热、工频加热、恒功率管外热电缆（短路大电流法）或杆内热电缆，电加热抽油杆加热装备（所谓中频集肤效应法）、井下电炉子及井下红外加热）及热化学法等等。综上所述各法取得了一定得积极效果，但经有关多单位几年来试用后的调查分析，存在如下问题，并影响着“热力采油”这一有效工艺的进程，甚至目前几乎处于停滞状态。

- 1、繁杂的控制装置故障多、操作不便。因通断电控温，通断次数寿命限制，一旦失灵，易造成电缆过热、烧毁，甚至重大事故（特别是气井）。
- 2、由于是恒功率、大功率、高能耗，同时不能随井下梯度变化而调整沿管线供热梯度。因此除增加二次费用外，所谓“电老虎”之称，更不适宜大面积推广。
- 3、由于恒功率产品存在不合理的结构设计，因此使用寿命短，一般不会超过半年，即需维修或更换，实际经济效益不显著。
- 4、全部装置繁杂，安装、施工、维护不便。
- 5、热电缆90%以钢材构成，由于铜价上涨，已失去价格优势。
- 6、热化学采油长期使用费用昂贵，仅适用一次性处理

科华自控温抽油杆伴热电缆、自控温井伴热电缆自控电加热装置皆具有上述所有恒功率及化学热力采油有效作用之优点，同时克服了上述存在的问题，是目前国际上先进的一种工艺手段，效果十分理想。已在胜利、青海、河南、江苏等油田已成功应用数百口井次，取得了较好的效果。同时因为它的高效节能，使用寿命长等特点更适合广泛推广应用，“三高油井”除热力采油外，现在扩展至试采井次的试油和汽井热采等应用项目中。由于热采原油在分集输过程中仍需进行输送热补偿，否则仍会因热失而产生冷堵，特别是地产油井，其“三高”原油仅靠增压是解决不了集输。现内置变功率电热输送技术是唯一最为方便简单地解决了这一难题，详见“热输技术简介”。

二、SWG和SWJ自控温伴热电缆及加热装置工作原理

2.1 电伴热加热装置示意图（见图1和图2）

2.2 电路原

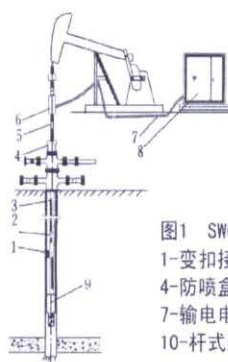


图1 SWG抽油杆电伴热加热装置示意图
1-变扣接头；2-空心杆；3-整体热电缆；
4-防喷盒；5-光杆；6-悬接器；
7-输电电缆；8-变控柜；9-空心杆；
10-杆式泵

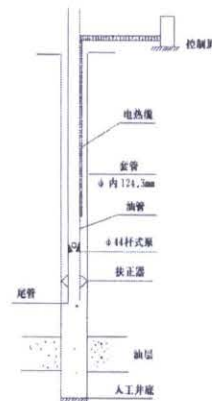
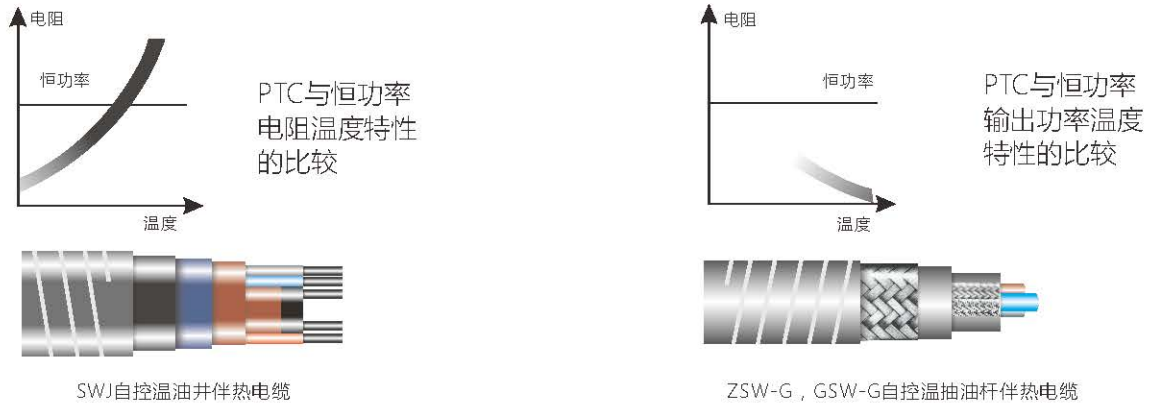


图2 SWJ油井电伴热加热装置示意图

2.3 工作原理：

SWG自控温抽油杆伴热电缆和SWJ自控温油井伴热加热装置是以SWG和SWJ伴热电缆后、沿杆线或管线方向、随着井深的温度梯度逆向自动调整输出功率。SWG通过杆内介质或杆体向油管内供热，而SWJ则通过油管外壁向油管内供热，沿线向维持一定得恒温，以达到降粘、解蜡、增加泵效之效果。其核心是伴热电缆内三组PTC发热芯带是由导电高分子聚合物PTC功能材料，经济出、辐射加工制成，每一点皆能随被加热体系温度的变化其输出功率逆向随之无级数变化，以达到自动补偿、自动调整、自动控制之功效。特性曲线见图6。



2.4主要特征

为生产油管提供所需的热量，使油温保持在含蜡原油和稠油的临界点之上。

- l 无级自调可变的输出功率使自控温伴热电缆设计达到最佳的经济效益。
 - l 自控性能使油管不会过热，不会产生过热点或由于井况的变化产生烧毁现象。
- 科华独特的自控温技术使伴热电缆每一点相应因被伴热体系每一点温度变化而自动调整功率。随着油管温度的增加，伴热电缆会自动地降低输出的热量，反之亦然。以此种方式，伴热电缆会不断地补偿温度的波动。
- l 自控性能更能满足每口井的特殊要求，可连续使用，也可因井况进一步节能需要特别是定期清蜡而间断使用。
- SWG和SWJ伴热电缆是一种可现场安装、可重复使用及维修方便的装置。非重复使用损坏外，一般使用寿命可达6年以上。

2.5主要优点：

- 经济性：简便的安装和根据特定油井的设计取得最佳效益的加热系统。该系统以下列方法即刻对原油产量产生效应：
 - (a) 减少油管的堵蜡及频繁刮蜡。
 - (b) 提温降粘减少井筒的流动阻力，增加泵效。
 - (c) 减少泵和泵杆上的应力，减少抽油杆漂浮效应，防止抽油杆浮动，延长使用寿命
- 便于控制：油井伴热电缆输出的热量可以根据需要自动变化，使运行费用达到最低值，在临时关井后，油管不会堵塞，可迅速恢复油井的生产能力。同时，低流速的原油不会产生部分堵塞油管的现象。不会污染原油，既可以获得生产原油的全部价值，也不会影响下游炼油的处理工艺。
- 适应不同形状要求，使应用设计较宽松。

三、热采物联网控制系统

3.1 原理示意图（略）

3.2说明：此系统属于物联网系统，由感知层、通信层、应用层三部分组成。感知层由控制器以及传感器构成，有温度传感器、压力传感器、电流互感器，变送器等来采集所需数据。采集到的信号通过cpu控制器处理判断，自动控制调压模块输出电压大小，从而调节变功率加热带或加热电缆的电流以及温度。实现稳（限）流控制，主电源具有漏电、过载保护功能；通信层由gprs移动通信网络来完成，有移动信号就可以联网通信；应用层可以通过无线信号远程监视并控制感知层的设备，实现千里眼监控，对恶劣的现场环境实现无人值守（如果再增设电视监控，就更加安全），省去很多人力、物力、财力。

四、SWG自控温抽油杆电伴热装置使用简要说明:

4.1 施工前技术准备

4.1.1 根据施工井地质资料和设计及产品选型。准备好杆、泵、全套SWG装置及工装，并对其进行现场复检，不合格要求的产品及配件一律不能使用。

4.2 下杠式泵（略）

（注：严格用能杆检查空心杆，内孔不得有毛刺或内孔径偏小超差，杆式泵安装完毕后应试抽正常方可进行4.3项）

4.3 下SWG伴热电缆

4.3.1 施工步骤:

A. 杆式泵施工完毕后，拧下光杆上端护帽，装上喇叭口，并将下线滑轮安装在吊卡上（座上防喷盒上的吊卡），插入定位销，拧紧螺栓，检查滑轮转动灵活否。

B. 调整滑轮角度，注意应使电缆下滑过程弯曲半径 $\geq 80\text{cm}$ ，即使用专用导轮架，使喇叭口与滑轮，热电缆在同一直线上，以利下线。

C. 检查热电缆终端封头绝缘应大于 $100\text{M}\Omega/2500\text{V}$ 后，即可用手牵引热电缆，通过滑轮、光杆喇叭口、穿进空心抽油杆中孔深约30米左右，然后在启动电缆绞车，使热电缆在手扶助下自动进入杆体内孔中。并控制下滑速度小于 0.5米/秒 ，每隔200米对终端封头及护层进行一次绝缘测试，并做好记录，直至设计深度绝缘电阻值应大于 $100\text{M}\Omega/2500\text{V}$ ，否则应提起修复。

D. 从光杆上端起留下长20m(或2m0左右的热电缆与固定接线盒外通过二次电缆沿驴头进渡与地面开关柜连接，即安装完毕。

五、SWJ自控温油井电伴热装置使用简要说明：

5.1 施工前的技术准备：

5.1.1 同前4.1.1

5.1.2 按施工设计要求提出井内管柱，并用污水替出井内原油。

5.1.3 用通井规通井，通至热电缆下井的预定位置。

5.1.4 井下管柱及扶正器下到设计要求位置后，但在电缆尾端贴缚油管前加装一只封隔器后加热电缆方可随油管一道下井至井口。

5.1.5 电缆下井前应用兆欧表的2500V档对热电缆进线绝比值测试1分钟，其线芯对地阻值大于 $1000\text{M}\Omega$ ，并对下井过程中按下述监测。

5.1.6 挂好导轮架，检查悬挂导轮、井口、电缆摆放位置应对中成一直线。

5.1.7 将电缆用引绳穿过导轮并将电缆尾端电缆靴固定在管柱上，在距电缆尾端上、下100mm处各打一只卡子，以后按每户护罩中部和距护罩两端200mm处，分别打一只卡子。卡子拉紧要适度，确保护罩紧贴在管柱上。

5.1.8 护罩从电缆尾端自上而下垂直排列到井口。操作要平衡，下放时应匀速。

5.1.9 绝缘监测。每连续下20根油管测一次电缆绝缘阻值，每次测得的绝缘阻值均不得低于 $500\text{M}\Omega/2500\text{V}$ 。下完电缆后测试值不小于 $100\text{M}\Omega/2500\text{V}$ 。

5.1.10 下完电缆后，用专用井口接线装置，将电缆从井下引出，并用专用胶带配合做好密封，再用大四通上法兰盘挤压实现二次密封。

5.1.11 安装好地面热电缆控制箱，待检查确认无误后准备送电。

5.2 伴热电缆油井管理指导

开井

5.2.1 开井前检查电源、伴热电缆的供电系统、电源的电压与用电设备要求是否相符。

5.2.2 检查抽油机工艺流程等设备完好情况。

5.2.3 检查伴热电缆相间阻值均衡情况和对地绝缘电阻。

5.2.4 经检查抽油机系统和电伴热系统完好，可先向伴热电缆供电，并进入调试阶段。

六、采油输油规程设计系统软件（略）

一、采油集输管线内置特种自限式电热带变功率电热防结蜡、防凝、降粘热输送技术简介背景材料：

大庆油田某区站外系统采用“点加热、线维温”的单管树状电加热集油工艺与提捞生产相结合的集油方式，站内进行油气分离后，含水油加热后外输至联合站。碳纤维电热管故障率较高，严重影响集油系统平稳运行。碳纤维电热管的故障中碳纤维电热丝被烧断占10%左右，接头损坏占90%左右，冬季挖掘寻找故障点，维修工程量大，维修时间长，碳纤维电热管接头使用寿命短，发生故障频繁，出现断电事故时，无法准确定位故障点，只能采用排除法，逐段寻找故障点，查找故障点费时耗力，而且在寻找故障点时对管道造成了二次损害。另由于功率恒定，一年四季同一输出功率，故功耗较大，不节能。

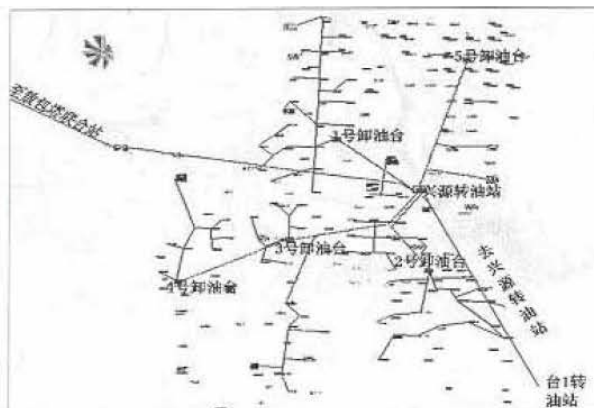


图 3-1 大庆某区块建设现状平面图

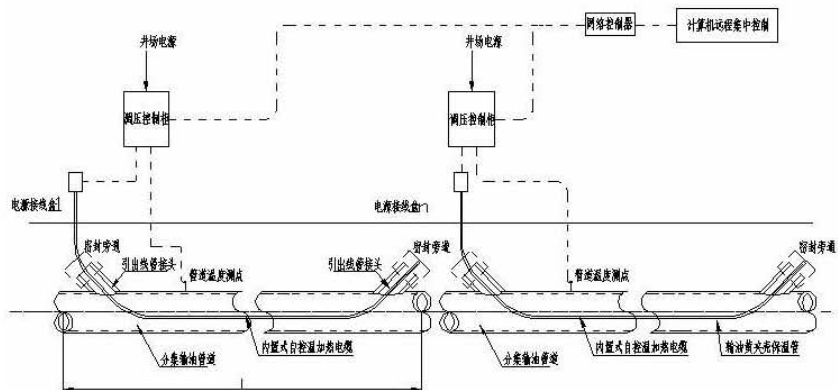
二、解决方案

采用特种专利型自限式电热带穿管内置法变功率电热防结蜡也可防凝降粘热输：

2.1井场分集输油管线采用内置自控温加热电缆（自限式电热带），工作电压0~380V，输出功率0-60W/M.10℃无极可调（单点），最大使用长度为≤2000m。在原有输油黄甲壳保温管线上分别采取点式（一般一口井需一进一出两个点）介入的方式，通过内置加热电缆直接对管道内液体加热，内置电加热带通过旁通密封装置与控制柜连接形成系统，手动或自动化控制或全程分井或集中计算机网络控制等特点。加热带所发热量仅为补充液体在管道输送过程中的热损失和对输送介质进行提温。由于直接供热、热损失小、热效率高、免维护、使用寿命特长(连续可达20年)。

仅对输油原保温管线进行点式穿管开孔改造，保留原保温层，简单易行方便，穿管开孔点2×2m²开挖，工程量小，不必全线开挖更换，只需在原集输管道上开孔焊接安装密封装置接头处穿入一根约（12×5）或（16×7）mm的内置专用特种专利型自控温加热电缆即可，无需再做保温。

2.2内置式特种专利型自限式电热带穿管布置示意图1。



图一 采油分集输管道内置式自控温加热电缆安装布置示意图

2.3电控方面，取用就近电源，采用高输低用0~380V可变调压电源供电。控制线路示图2。（计算机网络控制）

2.4可保留原井口变压器，考虑节能减排，在原有一切都不变的前提下，也可增设太阳能光伏电池板，进行非蓄电、非逆变光伏电直接转换成电热，阴雨或雪天及夜晚无太阳能时，利用交流电切换互补。

2.5根据需要可为用户设计安装远程控制系统，即在办公室就可以掌握井场电热带运行情况进行过程遥控。

三、管内加热内置特种专利型自限式（变功率）电热带的使用说明

输油管线的防结蜡热输管内内置专用特种专利自限式全氟加热带是一种智能型带状电热器件（非一般电热带），该产品采用的发热材料具有PIC特性、完全不燃的特种全氟导电聚合物复合材料，该产品的核心技术获09年国家科学技术进步奖，达到国际先进水平。

专利型产品结构，双重复合绝缘及加强护套层，皆为全氟材料（氟塑料具有塑料王之称，具有不燃、耐油、抗压、抗拉、抗衰老等多重功效），产品具有高效稳定的理化性能。

其主要的特征和优点如下：

3.1、随被加热体系的温度变化自调输出功率，即随管线温度梯度进行逆向自调输出功率，具有开关特性和记忆特性，达到控温、限温、节能的效果。

3.2、交直流两用，±50%的宽幅工作电压，可适应各种能源，其中可接受非蓄电非逆变变功率光伏电、风电，可变电的工作条件可无极可调变压，改变输出参数，满足自动化控制。

3.3、无限可调并联电阻等效电路原理结构，适应不同的原油品质和可变的原油工况要求，产品可以任意切断或在一点范围内接长使用。

产品可以组合为单项2000米、双向4000米的一点通电，适用于长距离热输管线的电加热器件。

3.4、产品为带状扁平型结构，抗压≤40mpa，承受温度高达160℃，发热温度≥120℃，高效、耐油、抗压、抗拉、抗衰老、防腐、不燃、防爆安全可靠，使用寿命特长。连续使用可达20年以上。

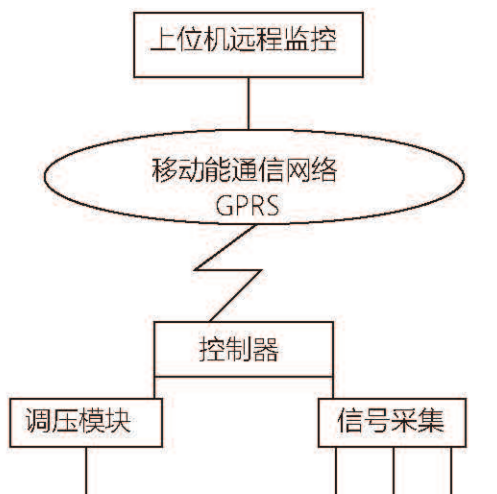
3.5、安装简单、方便、免维护，可以与非开挖埋地铺设输油管线形成配套集成技术。

3.6、适应多种控制，更能满足现代自动化、远程计算机网络控制、分点、集中等控制。

3.7、适用油田管道热输、热力采油、储罐加热伴热、各种外设或内置式的加热、伴热场合或工艺装置，可以形成系统和各种新技术、新材料的集成应用（产品的选型、品牌、制造厂家必须严格确认，千万不可以混用，决不是任何自限式电热带都可以内置的!!!）。

四、热采热输物联网控制系统

4.1原理示意图



- 1、变功率内置式加热带
- 2、内置式油井抽油杆加热电缆

4.2说明：

此系统属于物联网系统，由感知层、通信层、应用层三部分组成。感知层由控制器以及传感器构成，有温度传感器、压力传感器、电流互感器，变送器用来采集所需数据。采集到的信号通过cpu控制器处理判断，自动控制调压模块输出电压大小，从而调节变功率加热带或加热电缆的电流以及温度。实现稳（限）流控制，主电源具有漏电、过载保护功能；通信层由gprs移动通信网络来完成，有移动信号就可以联网通信；应用层可以通过无线信号远程监视并控制感知层的设备，实现千里眼监控，对恶劣的现场环境实现无人值守（如果再增设电视监控，就更加安全），省去很多人力、物力、财力。

五、施工程序（简述）

- 5.1、视井与井之间管线长短选择电热带单根长度，单根最长可达 $\leq 600\text{m}$ ，组合可达1800米一个电源点。
- 5.2、根据管网布局和电热带选择长度、控制点，根据地面情况进行布线和确定控制方式。（根据实况，由厂家提供产品选型、热工、电工及施工方案的设计）
- 5.3、管内电热带无接头，每根电热带首、尾留在管外，通过旁通密封装置把引出的电热带接头和电源线连接起来。
- 5.4、开孔后，清理场地和管孔后视管内原油状况决定热导还是冷导，即热导为进行穿导引电热带（三芯中长型）电热化堵，冷导用专用穿线器导引。
- 5.5、将密封装置与开孔处输油管外壁进行严格均匀焊接，必须将所开孔全盖封连接。（注：采取妥善的隔热保护焊接工艺）
- 5.6、密封，接线，试压。
- 5.7、外接导线与控制系统连接后并进行漏电检测，无漏电即可进行通电调试。

六、注意事项

- 6.1、开孔器开孔后应对孔进行去毛刺，防止损坏电热带。
- 6.2、电热带穿管后、接线后、联网后皆应进行耐压2000V测绝缘，应满足规范要求。
- 6.3、通电前应对管线密封进行试压，应 $\geq 5\text{MPa}$ 、 10MPa 、 15MPa ...
- 6.4、试压后再行按4.2重复进行耐压绝缘测试。
- 6.5、网络控制安装及调试注意事项。（略）

七、建议

- 7.1、热力采油与管内加热内置变功率热输应结合应用，形成热采、热输系统，无需再定期对油井进行化学降粘解蜡，也无需对井口进行大功率提温加热。
- 7.2、在无热力采油的井况条件下，井口输油管线全线应用内置变功率热输，由于输送过程中的变功率加热提温和内补偿热损失的输送伴热，只要油井出油，且内置电加热至井口，就无需设置井口大功率恒功率井口加热装置。
- 7.3、应根据各油井的出油种类、品质、油温及管线的管径、长短、管压，进行产品选型配置输入功率，合理调节输入电压、功率，达到最佳的节能控制方案。

志丹探区高产井SW自控温油井加热电缆 热力采油试验报告



报告编写人：金永辉 参加人：郭向东 张恒昌
项目审核人：甄胜利 张国权 苗生发
项目负责人：郝世彦 金永辉

西区勘探开发指挥部技术科
2001年2月27日

志丹探区目前已有生产井116口，日产能480吨含水原油，其中寨科区域日产280吨，占全区产量的58.3%，是我部的高产井区。但是由于这些高产油井含蜡高，易结蜡，且结蜡严重，使得清蜡周期短，造成人力、物力、财力的巨大损失，严重影响我部原油产量，因此我们引进新的清蜡工艺技术——SW自控温油井加热电缆清蜡工艺。

(一) 电热带采油工艺原理：

该工艺是将电热带安装于油管外壁，通电使电热带产生热量，从而使原油温度高于其结蜡温度，不易结蜡，从而保持原油的产量稳定，减少检修费用，是一种应用很好的清蜡工艺技术。

(二) 试验井简况：

1、寨2—4井：该井位于陕西省志丹县纸坊乡寨科村。井口坐标为：纵坐标 4074825，横坐标36552235，地面海拔1635米。该井于2000年6月20日开钻，2000年7月12日完钻，完井日期为2000年7月15日，完钻层位为延10，井深1315米。该井于2000年7月18日对1261.5—1265.5段进行了射孔作业。目前该井的采油设备及工作制度如下表：

抽油机型号	抽油泵	油杆	原动机
CYJ5-2.5-18HB	Φ56管式泵	Φ19	15KW电机
泵挂	冲程	冲次	
1200米	2.1米	8次/分	

2、寨5—1井：该井位于陕西省志丹县纸坊乡寨科村。井口坐纵坐标：4074450，横坐标：36552380，地面海拔1680米。该井于2000年8月8日开钻，2000年8月29日完钻，2000年9月2日完井，完钻层位为长2+3，井深1550米。该井于2000年9月19日对1290—1293段进行了射孔作业。目前该井的采用设备及工作制度如下表：

抽油机型号	抽油泵	油杆	原动机
CYJ5-2.5-18HB	Φ44管式泵	Φ19	15KW电机
泵挂	冲程	冲次	
1200米	2.1米	8次/分	

(三) 现场施工：

1、寨2—4井：2000年12月31日上午9：00下入加热电缆835米，根据该井的结蜡点以及加热电缆的长度计算，从第41根油管开始安装加热电缆于油管外壁。在安装过程中每5根油管测一次绝缘。下完加热电缆后即安装控制箱及进行调试。其中起动电压为380V，工作电压为450V，有关数据如下表：

	A	B	C
相间电阻（欧姆）	35	32	35
起动电流（安培）	29	30	29

经观察30分钟的稳定电流为：

A相：15A B相：16A C相：15A

2001年1月2日上午11：00加热电缆正式通电，对加热电缆安装前后该井的产量的变化等情况进行了详细的观察、记录和测量。

2、寨5—1井：2001年1月4日上午10：00下入加热电缆815米，根据该井的结蜡点以及加热电缆的长度计算，从第51根油管开始安装加热电缆于油管外壁。

在安装的过程中每5根油管测一次绝缘。而且线芯对地绝缘电阻无限大。2001年1月5日下午15：00下完加热电缆后即安装控制箱及进行调试。其中起动电压及工作电压均为380V，有关数据如下表：

	A	B	C
相间电阻（欧姆）	12.9	12.3	12.8
起动电流（安培）	28	29	28

经观察30分钟后的稳定电压为15A

2001年1月7日晚19：00加热电缆正式通电，对加热电缆安装前后井的产量变化等情况进行了详细的观察、记录和测量。

(四) 效益分析

1、产量变化对比：

A、寨2—4井（见附表1）

由该表可以看出，安装加热电缆前因该井结蜡，游动凡尔漏失，平均日产原油22.6吨，安装加热电缆后，平均日产原油38.3吨。

B、寨5—1井（见附表2）

由该表可以看出，安装加热电缆前平均日产原油30.1吨，安装加热电缆后，平均日产原油37.7吨。

因此，由附表1、2可知安装加热电缆后，油井产量稳定，且平均日产原油较安装前有所增长。

2、经济效益分析：

以寨2—4井为例：

① 经测量从2001年2月4日至2月25日这21天时间内，该井总计耗电11088度，则每天耗电为528度，每度电费以0.467元计，每日电费为246.58元，每月电费为7643.86元（实测每天耗电量为460度，每月耗电费为 $30 \times 460 \times 0.467 = 6444.6$ 元，其中未考虑变电器损耗）。

② 若不安装加热电缆，则有以下费用分析：

清蜡作业：该井平均每月要进行两次清蜡作业，每次作业费用为8000元，总计16000元。

熔蜡：每月平均进行四次熔蜡作业，每次服务车费为360元，总计1440元（其中未考虑机械损耗及蜡塌等因素）。

原油产量：每次清蜡检修作业时间平均为30小时，则平均每月因清蜡检修而停井近60小时，合为2.5天，每天产量以38吨计，即影响产量： $2.5 \times 38 = 95T$ ，每吨原油按1000元计算，总计为： $95 \times 1000 = 95000$ 元。

则若不安装加热电缆，每月经济损耗为： $16000 + 1440 + 95000 = 112440$ 元，即投入产出比为（ $6444.6 : 112440$ ） $= 1 : 17.45$

2001年2月16日，寨5—1井下加热电缆40天后，因油杆断脱，起出油管（第54根处断脱），经现场观察油管、油杆结蜡轻微，检修后产量稳定。

综上所述，安装加热电缆后该井产量稳定，减少了检修费用近1万元，挽回检修期间因停产造成的经济损失95000元，具有良好的经济效益。

(五) 结论

通过对寨2—4井和寨5—1井进行加热电缆的试验可以看出，采用该工艺能够保持油井产量稳定，减少因结蜡而采取的检修作业，从而节约作业费用，延长检泵周期，减少工人劳动强度及机械损耗等具有很好的经济效益。该工艺在这两口井上的实验是成功的。针对我部志丹探区实际情况，特提出以下几点建议：

- 1、对志丹探区结蜡严重、日产原油20吨左右的高产井推广应用该工艺；
- 2、建议改进工艺，提高加热电缆的温度；
- 3、建议改进设备，减少对已安装加热电缆油井检修时的劳动强度等。

项目负责人：宫志宏
项目参加人：贺得才 宫志宏 张文斌
檀朝东 黄新武 邢培俊
周建华 曹成惠 刘鸿波

承担单位：油田公司采油三厂
协作单位：开发工艺研究所
项目完成时间：二000年三月

（一）井下SWP自控温伴热电缆技术

井下伴热电缆技术，共应用12井，各井情况见表15。

中22井，95年8月恢复投产，2次因蜡卡而关井停产，平均生产周期只有32天，96年3月份检泵并采用井下自控温伴热电缆这一措施，生产一直正常，至97年3月份检泵时，正常生产360天，97年8月至98年11月，频繁检泵共计5次，平均生产周期96天，主要原因是炮眼处结蜡及井筒结蜡。98年11月检泵时入新伴热带，但产量较低，分析原因是作业污染，99年7月进行了油基压裂（这期间未检泵）后，日产由2吨升至20吨，累计增产原油1687.3吨。

4—5井，95年投产后虽作业只有3次，平均生产周期150天，但日常维护频繁，洗井周期为15天左右，且洗井后复产慢，96年11月份采用井下伴热电缆，截止98年底已正常生产768天，98年12月份平均日产3.4t/d，含水12.6%，且生产期间无任何维护措施，累计增油492吨，节约作业费用 $5 \times 3.5 = 17.5$ 万元，节约洗井费 $51 \times 1480 = 7.5$ 万元。

深17井开采的是VI油组，油质很稠，96年平均生产周期为136天，96年10月使用井下伴热电缆，措施前日产油3.0吨，措施后日产3.3吨，截止99年4月底已正常生产890天，平均日产油2.5t/d，含水42%，产量比较稳定，节约作业费用 $6 \times 3.5 = 21$ 万元。

4—4井，96年6月投产，97年4月检泵时入伴热电缆，措施前8.5吨，措施后日产油8.6吨截止99年底，该井已正常生产955天，生产期间没有采取任何措施，且产量一直稳定在7t/d左右。节约作业费用 $3 \times 3.5 = 10.5$ 万元。

6—9井，95年9月投产，由于该井油稠，冬季无法正常生产，洗井频繁，洗井周期20天左右，97年元月份入伴热带，措施前日产油2.3t/d，措施后，平均日产3.5t/d，累计增油363吨，97年11月份补孔作业，98年底该井已正常生产700天，98年12月份平均日产在5.4t/d左右。

4-7井，96年6月投产，96年10月检泵时入电热杆，由于电热杆耗电量大，97年11月检泵时入伴热带，措施前日产5.4t/d，至99年底已正常生产740天，平均日产5.0t/d，含水16%，节约作业费 $6 \times 3.5 = 21$ 万元。

5-10井96年9月投产，10月下电热杆，检泵周期由44天延长至180天，但由于5-10井产量降低（98年检泵时日产只有0.3吨），容易使空心杆中电缆烧坏，所以98年检泵时，改下井下伴热电缆，截止99年底正常生产465天，目前日产油4.1t/d，含水7.2%。

3-6井，97年元月投产，98年8月检泵时入伴热带，截止99年底累计正常生产485天，措施前日产油3.6t/d，目前产油3.8t/d，含水48.7%。

6-12井，96年9月投产，98年7月检泵时入伴热带，截止99年底累计正常生产445天，措施前日产油4.0t/d，目前产油4.2t/d，含水11.6%。

4-8井，中19井，9年11月份使用伴热带，目前正常生产。

中22、深17井电缆下深均在泵以上，只能提高上井筒温度，解决井筒结蜡问题，在使用过程中，经过改进，4-5井、6-9井、4-4井、7-5井、6-12井、3-6井、5-10井、4-7井、4-8井、中19井电缆过泵下深至尾管，使原油在进泵时，就得以加温，增加其流动性，使其顺利进泵，从油井正常生产周期以及在采取其他任何措施情况下的产量变化可以看出，使用井下伴热电缆技术能较好地解决油井井筒以及泵口一下结蜡问题，使油层潜在的能力得到充分的发挥，统计结果见表17表：

表17：井下伴热带措施井生产数据表

井号	措施日期	加热深度	泵挂深度（米）	产量（t/d） 含水			检泵周期		备注
				前	后	%	前	后	
中22	96.03	700	850	/	4.3		33	360	
中22	98.11	1000	960					270	99年7月措施作业
4-4	97.04	950	912	8.5	7.76	12.2	280	955	2000年1月检泵
4-5	96.11	900	849	2.76	3.4	12.6	150	768	99年转注
深17	96.09	630	693	3.08	3.3	42.0	136	890	99年4月措施作业
6-9	97.01	960	901	2.36	3.5	15	180	700	99年转注
4-7	97.11	990	914	5.4	5.8	16	115	740	目前正常生产
6-12	98.07	1000	962	4.0	3.6	11.6	240	445	目前正常生产
3-6	98.08	1000	980	3.5	4.4	48.7	400	485	目前正常生产
5-10	98.09	1000	1007	3.0	3.1	11.6	600	400	目前正常生产
4-8	98.11	1000	1007	3.0	3.1	11.6	600	400	目前正常生产
中19	98.11	1000	967	2.4	2.9	4.3		400	目前正常生产

（二）结论及建议

- 1、化学清防蜡方法适应性强，效率高，操作简单，在油田实际应用中取得了明显的效果，该技术是七个泉油井改善油井工作条件中应用效果较好的技术，应广泛推广。
- 2、化学清防蜡法在实际应用过程中，由于油井死井等原因，使得清防蜡不能与原油充分混合，清防蜡剂不能到原管下部，有效清除花管结蜡，因此在下一步需要在加药工艺上进行改进，如利用伴行管直接将药加到原始管位等。
- 3、热油井是目前应用广泛的一种清防蜡方法，它适用范围大，操作工艺简单，见效快，成本低，但由于七个泉油田特殊油层物性和油层，压力系数低等特点，在实际应用中，我们还应根据实际情况，有选择地使用该工艺方法，并加以改善，尽可能避免该工艺方法给油井带来危害。
- 4、电热清蜡防蜡方法效率高，由于七个泉油井结蜡部位大部分在生产管柱下部，尤其是尾管部位，电加热杆不能加热到该部位，另外电热杆增加了抽油机的负荷，因此目前已不使用电热杆清防蜡方法，井下伴热带很好的回避了这些矛盾，应用效果好，该技术是七个泉油田改善井筒工作条件较为合适的工艺技术。
- 5、泡沫洗井方法在现场应用中的效果不显著。目前还不具备成熟的七个泉油井清防蜡工艺条件，需进一步开展研究工作。
- 6、化学清防蜡方法、电加热清防蜡在现场应用可以取得较好的经济效益。从清防蜡效果方面讲，自控伴热电缆方法优于化学清防蜡方法。

井下作业处技
术座谈会材料

目 录

前 言	19
1、管柱加热技术配套工艺的研究和应用	20
1.1、自控温电缆的结构和工作原理	21
1.2、电缆下深的确定	22
1.3、电缆热功率的计算	23
1.4、封隔器的改进和应用	23
1.5、电缆保护器的设计	24
1.6、井口测温器的使用	24
1.7、井口悬挂器的改进	25
1.8出口管线保温	25
2、现场使用情况	26
2.1庄13-1井	26
2.2堡4井	27
3、结论和建议	30

前 言

试油是石油勘探的重要组成部分，也是检查油气田开发效果的手段之一，试油工作的目的就是求取试油资料，试油资料的成果，是发现油气田和合理开发油气田的重要科学依据。我们常用的试油方法是：井筒处理后对油气层进行射孔，下入试油测试管柱，有时下射孔测试联作管柱，下至预定位置后坐封隔器，通过提放管柱或打压操作，实现井下开关井，若不能自喷则进行抽汲排液，通过抽汲使地层流体不断产出，进行流体性质和产能的测定，完成试油测试任务。一旦抽汲过程中地层产出液为高凝油时，由于高凝原油的凝固点较高，凝固后的强度较大，导致抽汲工作难以开展，主要表现为：一是抽子下放遇阻，二是上提遇卡。

随着江苏油田的滚动扩边和外围勘探的深入，高凝油区块的比例越来越大，一般地面脱气原油的粘度为200-1000mPa·s，凝固点在40℃左右，在低于凝固点的环境极易凝固，凝固后的强度相当大，一根油管被凝固的原油堵住后，用水泥车15MPa才能打通。当试油进行抽汲作业时，由于更换抽子或抽汲不连续，原油在低于凝固点的油管内挂壁凝固，导致抽汲抽子在油管内下放遇阻，到不了液面，例如花17、堡1井、关X5等井都是因为原油挂壁凝固，开抽后不久抽子放不下去；或是在抽汲上提的过程中，凝固的原油把抽子卡死，导致抽不动甚至拉断抽汲钢丝绳，例如台8井在井口10多米处，拉断了抽汲钢丝绳。由于抽汲作业不能正常开展，对于非自喷井就无法取得高凝油井的液性和产能，更无法获取原油的高压物性样品，落实地质储量。

在原油开采中，对于高凝油一般采用空心抽油杆和油管本体电加热技术加热。但是在测试管柱中，油管和套管之间充满了井筒液，使用油管本体电加热技术将导致井下短路，无法通电加热；使用电热杆加热技术，需要使用抽油机，无法取得高压物性油样。因此，我们选择了在油管外壁下自控温伴热电缆的电加热工艺，满足高凝油非自喷井试油抽汲作业要求。

1、管柱加热技术配套工艺的研究和应用

1.1、自控温电缆的结构和工作原理

常规的加热电缆发热量虽然可以根据地面电压的改变而改变，但是地面测温装置无法全程监测井下电缆的发热情况，由于井下产液量的减少，常常会发生电缆累计产生的热量太多，无法随产出液快速释放，导致温度太高，烧坏电缆；温度过低，原油产生凝固的现象。

自控温伴热电缆其发热元件是由具有“PTC”效应（电阻正温度系数效应，即随着温度的增加，发热元件的电阻增加）的导电高分子纳米复合材料。

电缆的发热元件可随温度的变化而自动调整输出功率，电缆中每段的温度都可以自动调节。当电缆中某段的温度逐渐升高时，导电的PTC芯带膨胀逐渐切断电路，当切断所有电路时，就停止发热；当电缆中某段的温度下降时，PTC芯带收缩，接通电路，就产生热量，由于具有良好的记忆特性，自动调节热功率，不致于烧坏电缆，并且节约电能的消耗。（如图1所示）。

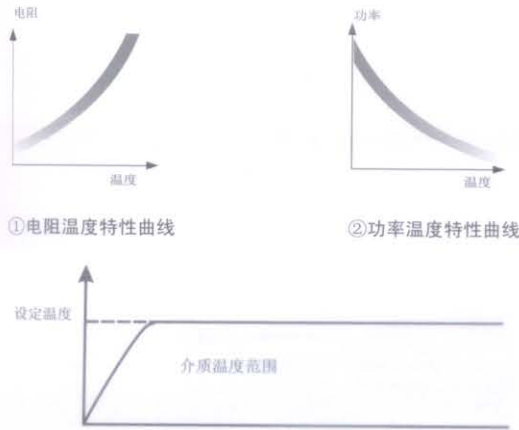


图 1 发热元件工作原理

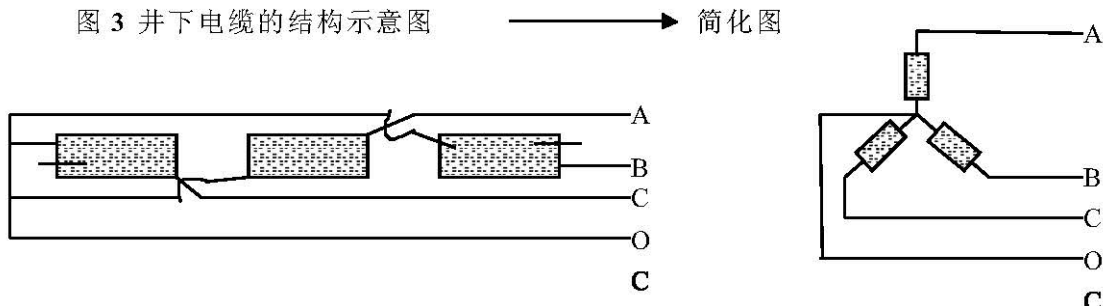


图 2 SWJ 自控温电缆

为了满足试油资料的录取要求，满足井筒加热的热功率要求，厂家根据我们的要求，设计加工的SWJ自控温油井伴热电缆性能达到如下的要求，长度1000m、电功率30-40KW、恒温50-60℃，耐温105℃、耐油、绝缘、防爆、铠装（如图2所示），井下使用的终端器封头耐压25MPa、耐温80℃。

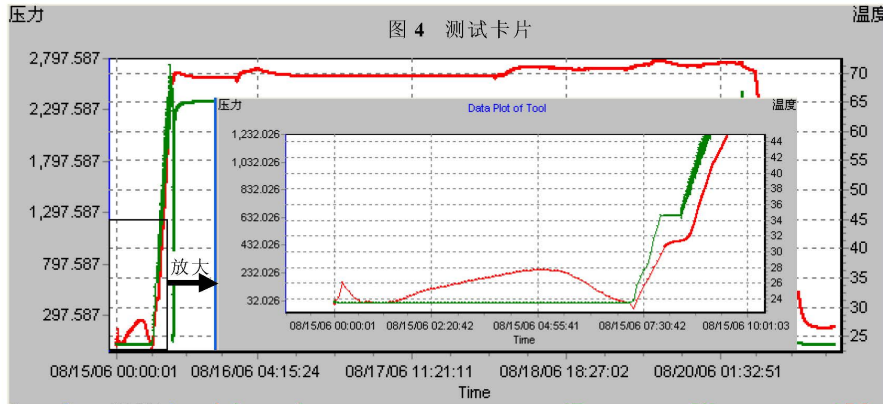
自控温油井伴热电缆的结构示意图如图3所示。

图 3 井下电缆的结构示意图



1.2、电缆下深的确定

根据统计，我油田的高凝原油的凝固点一般在35-42℃之间，该温度在地层中的深度一般在800m-1000m之间（如图4所示），因此我们认为管柱的加热深度要达到800m以上，就可以实现对地层原油的加热。



1.3、电缆热功率的计算

因为电缆直接放置在油管外壁，油套环空8.0m³液体需要全部加热，井口温度10℃，1000m处的温度为40℃，不考虑热损失，加热整个水域需要的热量为：

$$Q = 4.2 \times C \times m \times \Delta t = 4.2 \times 1 \times 8 \times 1000 \times (40 - 10) / 2 = 504 \times 10^3 \text{ (J)}$$

使用普通型自控温油井伴热电缆380V时发热功率为： $P = 45 \text{ W/m} \times 10^\circ\text{C}$ ，

需要加热的时间 $T = Q / 1000P = 504 \times 10^3 / 45 \times 10^3 = 11.2 \text{ (h)}$

由于电缆发热与导线的载流量有关，为了加快电缆加热的速度，可以使用更高的电压，因此地面配备的变压控制柜能提供380V、450V、600V的电压，用以达到最佳的发热量。

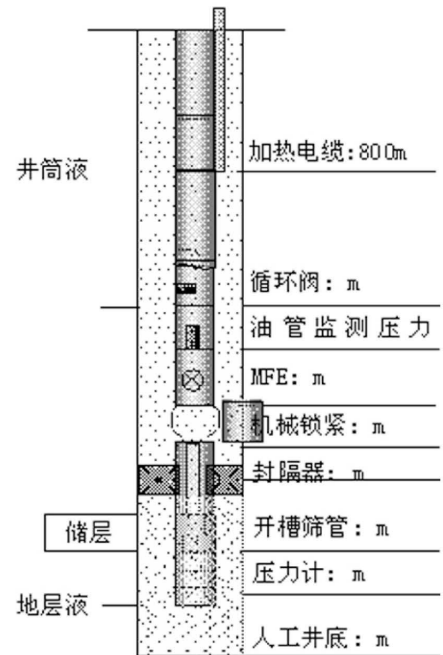


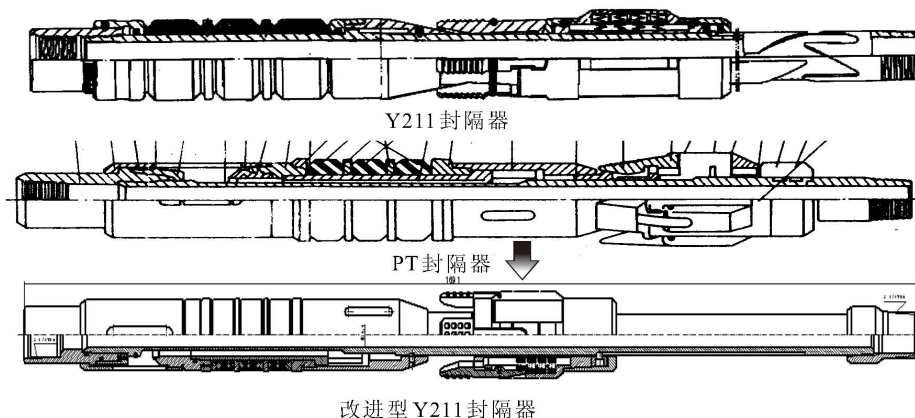
图5 测试管柱加热示意图

1.4、封隔器的改进和应用

常规的测试管柱，测试工具随管柱下放到位后，上提管柱旋转座封封隔器，实现测试的目的，使用伴热电缆后（如图5所示），旋转管柱可能使得电缆缠绕在管柱上，发生电缆折断、管柱遇卡等事故，因此使用外挂电缆对测试管柱进行加热，导致测试管柱结构发生了改变，需要对我们目前的测试工具和施工程序重新配置。

常规测试管柱一般使用P-T封隔器、RTTS封隔器，这2种封隔器都要经过旋转才能支撑座封，使用伴热电缆后，管柱无法进行旋转，因此，对下井的封隔器进行了改进，设计出了新型Y211-114封隔器和应用WJK支撑座封封隔器，就可实现油井的常规测试。新型Y211-114封隔器使用原PT封隔器的胶筒和原Y211封隔器的换位轨道，克服了原有Y211封隔器没有旁通，重复解封容易损伤胶筒的缺点，使得封隔器更加耐用，可以重复多次座封（如图6所示）。

图6 封隔器示意图



1.5、电缆保护器的设计

由于电缆的终端器封头为了满足承压洗井的要求，因此封头的宽度和厚度都较大，为了防止封头在起下的过程中受损，设计了电缆保护器对封头进行特殊保护，封头保护器的结构如图7所示。

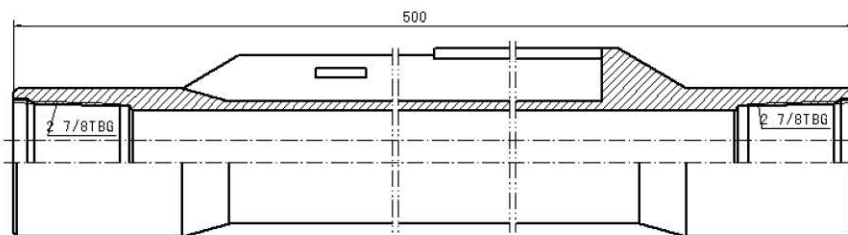


图7 电缆保护器示意图

1.6、井口测温器的使用

井下10m处下入热电偶测温器，用来监测井下伴热电缆是否工作正常。



图8 测温器、显示器示意图

1.7、井口悬挂器的改进

常规悬挂器无法穿过电缆，因此，改进了悬挂器的结构，既能让电缆通过，有能保证井口的密封。

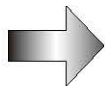


图9 井口悬挂器示意图

1.8出口管线保温

使用两相自控温电缆放置在地面抽汲出口管线中，保证出口管线在抽汲过程中不堵塞。



图10 出口管线保温电缆示意

2、现场使用情况

2.1庄13-1井

2.1.1庄13-1井施工简况

庄13-1井是高邮凹陷码头庄构造庄13块东翼的一口评价井，评价庄13块E_{f1}+2整体含油气情况。该井在12月10日搬迁上井，经通洗井、电缆射孔，使用支撑式封隔器，下电加热测试管柱，结构自下而上为：管鞋

0.32m+ ϕ 73mm N80平式油管8根*75.87m+机械压力计托筒*2.84m+机械压力计托筒*2.01m+电子压力计托筒（2只）*2.5m+WJK封隔器1.13m（封下0.53m/封上0.6m）+机械锁紧*1.51m+MFE测试器3.67m+提升短节

*0.58m+ ϕ 73mm N80平式油管2根*18.89m+循环阀*0.93m+ ϕ 73mm N80平式油管141根*1344.19m+ ϕ 73mm N80平式油管短节*1m+电缆保护器*1m+提升短节*0.5m+ ϕ 73mm N80平式油管100根*961.67m+ ϕ 73mm N80平式油管短节6.2m。经电加热12小时后（加热情况如图11所示），12月18日抽汲，从1500m抽汲至2300m无遇阻现象，出口管线畅通，落实了该井的产能和液性，抽汲情况如表1所示。

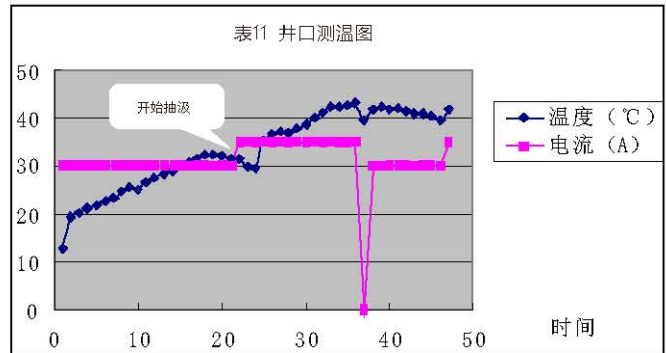


表1 庄13-1 抽汲统计表

时间	抽深 (m)	抽次	动液面(m)	油(m ³)	水(m ³)	氯根(mg/L)
9:34-16:00	1750-2300	6(1)	1500-2200	2.75	0.14	12780
16:00-24:00	2300	4	2100	1.04	0.16	12780
0:00-8:00	2300	4	2100	1.03	0.17	12780

2.1.2效果对比

表2 效果对比表

日期	井号	层位	井段 (m)	比重	粘度 (mpa.s)	宁固点 (°C)
08.2.27	庄13	E _{f1}	2217.0-2223.3	0.9092	221.2	38
08.12.18	庄13-1	E _{f1}	2358.5-2363.8	0.9042	200.49	37

庄13井试油过程中未用电加热，测试三开井抽汲排液做了近3d的工作，最大排液抽深达到了2170m，累计产原油7.27m³，由于储层原油物性较差，产量较低，给现场按照标准落实储层产能造成了很大困难，第一次抽汲堵卡后，换掉测试管柱上部29根油管，抽汲排液至1800m，进入落实产能时又一次出现抽汲堵卡现象（如图12所示），改用测试管柱落实产液回收方法录取储层液性资料。而庄13-1井通过电缆加热抽汲落实了地层的产能和液性（如图13所示）。

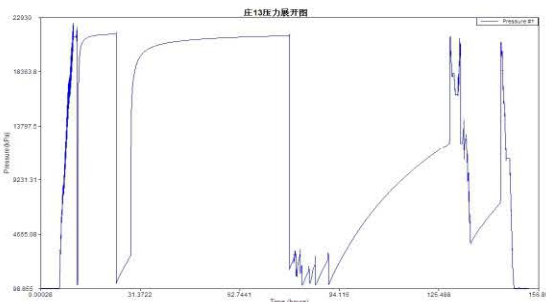


图12 庄13井压力展开图

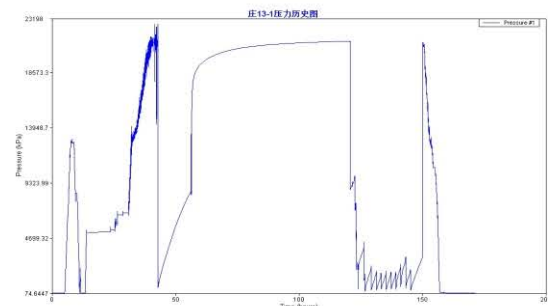


图13 庄13-1井压力展开图

2.2堡4井

2.2.1堡4井施工简况

堡4井是东台拗陷海安凹陷海北次凹李堡地区堡4块构造高部位的一口预探井，探堡4块Kt1含油气情况，该井11月27日搬迁上井，经通洗井、电缆射孔、测试求产落实了 K2t1、1-4号层，井段2960.4-2971.5m/5.6m的产能，抽深2900m，抽1次，动液面2700，日产原油0.6m³。

12月14日经压裂放喷原管柱抽汲，由于管柱内原油凝固，在井口10m处遇阻，捞砂后抽2次，在100m处遇阻，用95℃清水反循环热洗井一周，氮气气举至2075m，加重杆在60m处遇阻。

12月27日使用新型Y211封隔器，下电加热管柱，管柱结构自下而上：电子压力计托筒*1.93m+变扣*0.21m+Φ73mmN80外加厚油管1根*9.47m+变扣*0.21m+筛管*0.52m+变扣*0.21m+Φ73mmN80外加厚油管2根*19.03m+新式Y211封隔器*2.31m（封下1.43m/封上0.88m）+Φ73mmN80外加厚油管198根*1891.06m+变扣*0.21m+油管短节*1m+电缆保护器*1m+提升短节*0.7m+变扣*0.21m+Φ73mmN80外加厚油管90根856.98m+油管悬挂器*0.25m。经电加热，12月29日抽汲，从井口抽汲至1400m，中途虽有遇阻现象，经活动后可以解阻，出口管线畅通，落实了该井的产能和液性（如表3所示）。

表3 堡4 井抽汲统计表

时间	抽深(m)	抽次	动液面(m)	油(m ³)	水(m ³)	氯根(mg/L)
21:30-8:00	200-1500	48	0-1300	1.05	18.53	14910
8:00-16:00	1200-1400	17	1000-1200	0.9	7.9	15975
16:00-24:00	1050-1150	10	850-950	0.6	4.6	15265
0:00-8:00	1050-1150	8	850-950	0.4	4.1	16650
8:00-16:00	1150-1400	19	950-1200	1.0	9.6	15975
16:00-24:00	1400	17	1200	0.8	8.7	15620
24:00-8:00	1400	16	1200	0.6	8.2	15975
8:00-16:00	1400	16	1100	1.44	11.68	16685
16:00-18:00	1400	4	1100	0.3	2.9	
	修通井机					
22:30-24:00	700-1400	5	500-1100	0.32	3.48	
0:00-8:00	1400	16	1100	1.4	11.10	16330
8:00-16:00	1400	16				

2.2.2效果对比

表4 效果对比表

日期	井号	层位	井段(m)	比重	粘度 (mpa.s)	凝固点(°C)
06.9.21	堡1	Kt1	2505.2-2514.5	0.8902	97.62	41
07.10.28	堡1-1	K2t1	2497.3-2512.1	0.8929	123.8	42
08.1.10	堡1-3	K2t1	2566.0-2576.0	0.9139	186.3	43
08.12.25	堡4	K2t1	2960.4-2971.5	0.8876	137.65	41

堡1井其中二关井期间于9月22日14:11-8:00抽汲，抽深2300m，抽6次，动液面2050m，共抽出原油2.6m³，液垫水2.2m³(传输射孔压井液水)。更换抽汲胶皮后准备再次抽汲，抽子于50m处遇阻下不去(双加重杆)，灌柴油后活动多次抽子仍无效。9月23日15:00-22:00下麻花钻解阻成功。三关井期间于9月24日12:28-18:00用抽汲钢丝绳送深并取样器下井取得高压物性样，取得合格样品一支，第二次取样时在300m处遇阻。经下泵投产后，落实储层的产能和液性。

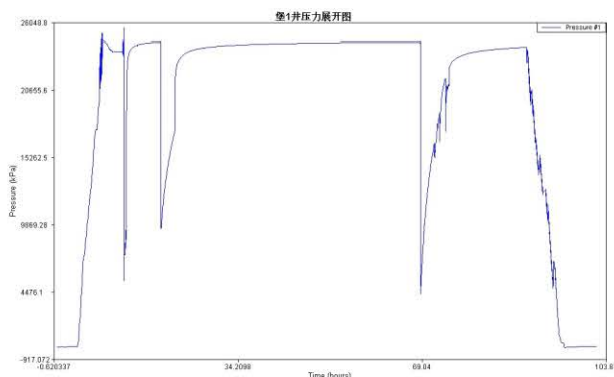


图14 堡1井压力展开图

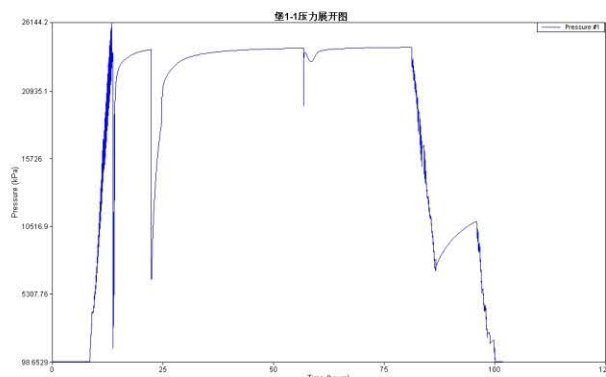


图15 堡1-1井压力展开图

堡1-1井三开抽汲在在180处遇阻，起出测试管柱后，直接下泵生产，落实储层的产能和液性。

而堡4井通过电缆加热抽汲落实了地层的产能和液性，如图16所示。

堡1-3井一关井及二关井抽汲排液及现场资料录取情况统计如表5所示：

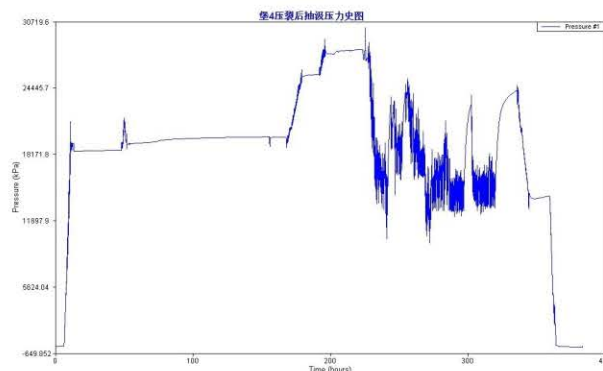


图16 堡4井压力展开图

表5 堡1-3抽汲情况

日期	时间	抽深(m)	抽次(抽空)	动液面(m)	产液量m ³		备注
					油	水	
1.11	17:15-20:30	1500-2450	6	1250-2350	0.4	2.9 (液垫)	一次抽汲
1.12	8:00-10:00	1450-1900	4	1200-1700	1.7	0.1 (液垫)	二关抽汲第5抽时500m遇阻经上下活动解卡
合计			10		2.1	3.0	排水均为液垫

由于二关井抽汲排液抽深1900m，第5抽子在500m处遇卡，经请示甲方同意改变原三开井抽汲求产设计方案，直接下泵生产，落实储层的产能和液性，未取得该井的高压物性样。

3、结论和建议

3.1、针对江苏油田的某些井油品物性差、单井产量低的特点，我们通过对各项工艺比较，提出了测试管柱电加热技术，并辅助深抽的工艺，落实高凝油井合格的产能和液性，并能取得储层高样，为油田的科学开发提供依据。

3.2、通过对原测试工具的改进，优选出满足试油测试要求的电加热工艺，对施工工序进行合理调整，为工艺的一次成功奠定了基础，最终达到缩短试油周期。

3.3、电缆相应的伴热体系具有自动调节输出功率的特点，因此不会因自身发热而烧毁。

3.4、自控温油井伴热电缆恒温60℃以上，井筒中下深800m以上，能够为测试管柱提供所需的足够热量，使井筒温度保持在原油的凝固点以上，达到最佳的发热量，又能达到最节能的效果。

3.5、自控温油井伴热电缆的热功率由35kw增大至45kw，迅速把油套环空的液体加热到原油凝固点以上。

3.6、自控温油井伴热电缆的本体较软，容易在起下管柱时受到损伤，配合使用金属护槽下井可降低电缆的损伤。

自2000年初至今，高效电加热技术在我厂稠油井上共计应用了9次，其中井筒伴热3井次：XK5、XK6、G2705；地面储油罐电伴热5井次：B167、L118（2架罐）L0153、L112、B1253，均采用了芜湖市科华新型材料应用有限责任公司生产的自控温电热带，其具体情况如下：

一、井筒伴热技术的应用情况

XK5、XK6井均为新庄油田稠油筒采井，油层埋在深600—700m左右，原油胶质、沥青质含量较高，地层温度下（41.3-47.7℃）原油脱气粘度为1351-2299mpa.s，采用螺杆泵检修生产，未建注气站及蒸汽伴热流程，由于受地面梯度及自然气温的影响，原油从井下向地面举升的过程，温度下降很快，原油粘度增大，出液温度降低，回压升高，使抽油杆扭矩增大，经常出现断脱或卡死现象，造成频繁作业，使生产不能正常进行，一直停井待措施，为改善油井工作条件，降低原油粘度，针对这种情况，于2000年3月份在这两口井采用了SWJ自控温伴热技术，进行井筒伴热，措施后2口井都恢复了正常的生产，截止2001年5月11日，两口井连续生产410天，生产时率由原来5%提高95%，累计产油2351.8吨，效果明显，生产数据及效果见下表。

G2705井位于古城油田123区，原开采层位VI1.2.3层，因高含水，于今年3月上返开采II10层，该井目前与邻井G256生产同一层位，原油70℃时粘度为866mpa，用Φ56/38抽稠泵检修生产，开抽13小时，产液13.6吨，原油0.7吨，后出现光杆滞后下不去现象二停抽，洗井后仍不能正常开抽，为使该井正常生产，于2001年4月16日采用了高效电加热降粘措施，于4月22日开抽。截止目前，该井已连续正常生产18.5天，累计产液442.5吨，产油161.6吨，效果明显，生产数据及效果见下表：

井号	施工日期	生产 天数(d)	累计 产液(T)	累计 产油(T)	日均 产液(T/d)	日均 产油(T/d)	井口 温度(℃)	生产 时率(%)	加热 功率(kw)	电流 A
Xk6	2000.3	413	2828.6	1518	6.8	3.7	40	93	15	8
Xk5	2000.3	411	3341.6	833.8	8.1	2.0	38	97	18	12
G2705	2000.4	18.5	422.5	161.6	23.9	8.7	40	100	20	35
合计			6612.7	2513.4						

二、地面储油罐自控温伴热技术的应用

为解决筒采稠油井地面储油罐贮运过程中出现的原油凝结而产生装车拉油困难的问题，2000年先后在B167、L118(2)、L112、L0513五口井上的储油罐内采用了自控温伴热带进行加热加温，通电运行后罐内原油升温溶化，温度保持在40℃以上，实现了随时装车拉运，保证了油井正常生产，方便了生产管理和降低了生产成本。这类单井拉油点井日均产液约8吨，储油罐为40m³，需4天拉一次油，每次拉油除了油罐车外，还需加热锅炉车、水罐车各一台，这两台车费用为1200元/次，每口井全年拉油90次，费用为10.6万元，使用该技术后，省去了这两台车，5口井仅2000年就节约生产成本54万元。

三、结论

自控温电伴热技术在稠油井的应用，解决了生产难题，取得了明显的经济效益，它具有安全节能、寿命长、热效率高、自动化控温等优点，非常适用于零散边远地地带稠油利用已有的普通设备进行开采，工艺简单，见效快，是老油田挖潜增效的一种行之有效的手段和方法。

该技术虽然取得了较好的效果，但只是对泵以上原油通电加热，而对于只能流入井筒而难以或不能进泵的超稠油井就无能为力了，因此“三高”原油的开采，急需解决一种能在泵下、泵内和泵上都能加热、降粘并且承受注汽高温的电加热新技术、新工艺。

采油集输管线内置特种自限式电热带 变功率电热防结蜡热输送试验项目的报告



(大庆高瞻、芜湖科华)

一、项目调研

1、存在的问题

台105区块属于外围“三低油田”，由于产液量低，建设初期考虑如果建设掺水流程，投资较高，为了减少初期投资，在参考了周边区块集油流程的情况，将站外系统建设成为电加热集油流程，随着现有碳纤维电加热技术的广泛应用，已经建设的集油系统呈现出诸多问题，甚至已严重影响正常生产。具体表现为以下几个方面：

一是碳纤维电热管故障率较高，严重影响集油系统平稳运行。碳纤维电热管的故障中碳纤维电热丝被烧断占10%左右，接头损坏占90%左右。

二是冬季挖掘寻找故障点难，维修工程量大，维修时间长；

三是碳纤维电热管接头使用寿命短，发生故障频繁，出现断电事故时，无法准确定位故障点，只能采用排除法，逐段寻找故障点，查找故障点费时耗力，而且在寻找故障点时对管道造成了二次损害。

以上问题严重影响了兴源油田的正常生产，统计2011年1月至2012年6月台105区块126口油井碳纤维电热管发生故障情况，平均单井产油1.18t/d，影响产量2949.3t，折算单井停产2499天/（井·次），

通过对电加热集油新工艺的研究，在保留原集输管线，基本不进行挖掘，不进行电力增容的情况下，采用投资少、工期短、维护简便智能型“内置式变功率自限温热力集输新技术”，以达到集油系统安全、环保、节能、高效运行的目的，并为下一步对采油工艺提升以及全区域进行远程计算机网络控制做好前期准备条件。

2、施工依据

热力采油、输油技术已是石油行业成熟的采油工艺方法之一，采用变功率自限式加热电缆，大庆油田是国内最早引进国外同类先进技术之一（早在上世纪80年代美国瑞侃产品），只是价格昂贵，停了。此次调研中，了解到芜湖科华和胜利油田、胜利采油厂曾经于上世纪80年代于“中石油”立项研发国产化同类产品，并顺利得到的部级鉴定和认可，并1994年确认为“油井增产技术优秀项目”。其核心技术又于2010年获国家科学技术进步奖。通过与该项目专家研讨，可以采用该类特种自限式加热电缆，在油井加热专用产品结构的基础上，缩小产品结构尺寸，改变组合接线方式及控制方式，内置于输油管线内进行直接加热原油，非沿线开挖，利用原有管线和保温及原有变压器的办法是简易可行的，并且适合今后的非开挖铺设输油管线的新技术的实施。

3、技术现状

(1) 油田在开采过程中，由于原油的性质不同及井况不同，对开采的难易程度、开发的经济效益及开发效果，有着很大的影响，特别是稠油、含蜡油、高凝油等原油，均因“物性差”而给生产带来很大困难，甚至不能开采。多年来，为了开采这些高难度原油进行了大量的研究和实践，取得很多应用成果并在推广应用过程中不断创新提升，例如热采，化学降稠、降凝、解蜡等开采。掺水、掺油管道贴敷电加热，黄夹壳保温管道集输等。取得了显著效果，也取得了较好的经济效益，但是仍然存在不同的问题，例如，对原油的污染，增加了二次分离成本，目前大庆广泛应用推广的恒功率碳纤维电热线外敷管线电热输油技术，经过应用实践普遍存在故障多、功耗大，特别是埋地管线，维修难度大，维修工程量大，甚至无法修复和更换。国内外最新的非开挖铺设管线工程技术也无法实施，兴源公司是地产油区，问题更为严重，台1区、台105区就是这种现状。

(2) 自限式电热带是当今世界上先进的具有PTC特性的智能型电热器件，其发热材料分特种和普通材料，其产品分加热带和伴热带，其基础产品形状为带状器件，其特性可随被加（伴）热体系温度变化自调输出功率，当温度升至某一度时，产品电阻趋向无穷大，输出功率近似于零，反之亦然。故称为产品的开关、记忆性能。

目前国内外该产品主要用于伴热领域，其敷设方式只是贴敷于被伴（加）热器件或管线（容器）的外表面，因此补偿有用功率为70%左右。管内内置电加热应用至少在国内为首创，由于该产品具有较多的特殊工作特性，例如宽幅工作电压（标称功率 $\pm 50\%$ ），输出功率随电压波动产品的使用长度变化，产品随被夹持或包裹的材料、介质的不同和温度变化，（甚至随某点某段温度）而发生变化，称谓“自调特性”，有用效率高达100%，用于油井热采油我公司合作伙伴“芜湖科华”是成功制造和面积推广应用，并得到“中石油”的认可单位。

4、现场描述

(1) 台105区块5个罐区中1#、2#、3#罐区29.88km碳纤维电热管故障率较高，严重影响集油系统平稳运行，本次试验的井号几乎全线挖通、保温层全部破坏、停井至少半年以上。

(2) 1#罐区至转油站部分管线在水渠内及草原低洼地，管线故障排查困难。该区域集油干线长年受积水浸泡，管线腐蚀、电源断路、碳纤维线烧坏多发，导致集输温度下降，不是长线穿入根本无法在中间取点。



图为台7698至台7898现场



图为1#罐区管线穿带路段水渠



图为7592井口直角弯处理现场及7592至7591井
线路破损远摄



图为1#罐区管线穿带路段苇塘



图为80100至80102施工地点过道三处直角弯其中一处

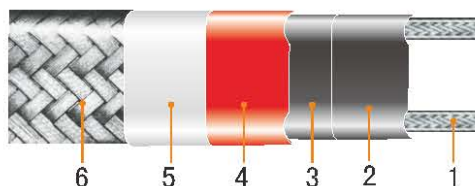
二、方案的确立及选用

针对碳纤维电热管事故多、维修困难和恒功率电热带能耗高、功率衰减快、产品的不可修复性、温控箱等辅助设施多等诸多问题，为了最大限度的降低维修成本，缩短维修周期，我们从两套方案（一是采用特种专利型全氟自限式电热带内置管内法变功率电热防结蜡热输，二是选用专利中长型自限温电热带外置穿槽）优选出一套方案—管内内置特种自限式电热带变功率电热防结蜡热输送。

1、管内内置穿带工艺介绍

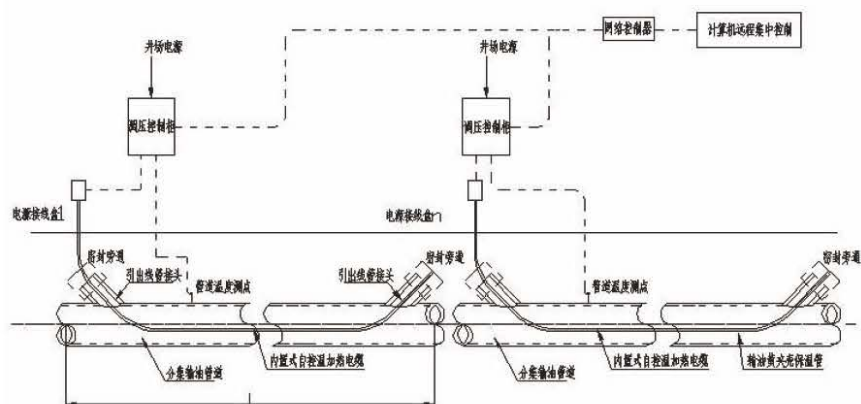
1.1 井场分集输油管线采用管内内置自控温加热电缆（自限式电热带），工作电压0~380V，输出功率0-60W/M.10°C无极可调（单点），最大使用长度为≤2000m。在原有输油黄甲壳保温管线上分别采取点式（一般一口井需一进一出两个点）介入的方式，通过内置加热电缆直接对管道内液体加热，内置电加热带通过旁通密封装置与控制柜连接形成系统，手动或自动化控制或全程分井或集中计算机网络控制等特点。加热带所发热量仅为补充液体在管道输送过程中的热损失和对输送介质进行提温。由于直接供热、热损失小、热效率高、免维护、使用寿命特长(连续可达20年)。

仅对输油原保温管线进行点式穿管开孔改造，保留原保温层，简单易行方便，穿管开孔点2×2m²开挖，工程量小，不必全线开挖更换，只需在原集输管道上开孔焊接安装密封装置接头处穿入一根约（12×5）或（16×7）mm的内置专用特种专利型自控温加热电缆即可，无需再做保温。



- 【1】 专利结构导电线芯；
- 【2】 特种PTC发热芯带；
- 【3】 【4】 【5】 氟46绝缘三层复合护层和加强护层；
- 【6】 镀锡铜包钢丝编织铠装层

1.2 内置式特种专利型自限式电热带穿管布置示意图。



图一 采油集输管道内置式自控温加热电缆安装布置示意图

1.3 电控方面，取用就近电源，采用高输低用0~380V可调变压电源供电（计算机网络控制）。

1.4 可保留原井口变压器，考虑节能减排，在原有一切都不变的前提下，也可增设太阳能光伏电池板，进行非蓄电、非逆变光伏电直接转换成电热，阴雨或雪天及夜晚无太阳能时，利用交流电切换互补。

1.5 根据需要可为用户设计安装远程控制系统，即在办公室就可以掌握井场电热带运行情况进行过程遥控。

2、特种专利型自限式（变功率）内置加热电热带的性能

输油管线的防结蜡热输管内内置专用特种专利自限式全氟加热带是一种智能型带状电热器件（非一般电热带），该产品采用的发热材料具有PTC特性、完全不然的特种全氟导电聚合物复合材料，该产品的核心技术获09年国家科学技术进步奖，达到国际先进水平。

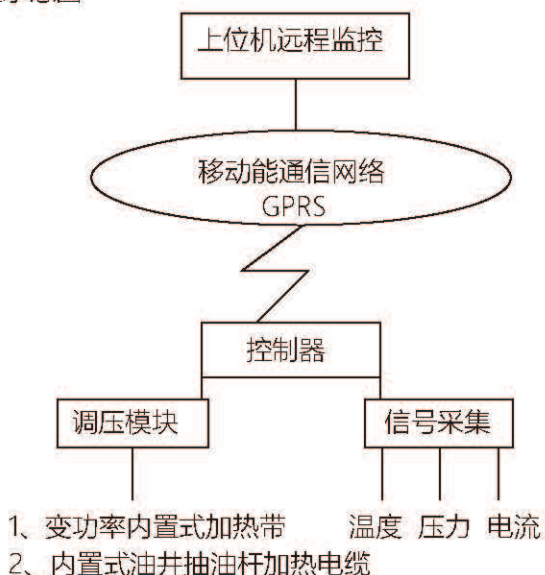
专利型产品结构，双重复合绝缘及加强护套层，皆为全氟材料（氟塑料具有塑料王之称，具有不然、耐油、抗压、抗拉、抗衰老等多重功效），产品具有高效稳定的理化性能。

其主要的特征和优点如下：

- ①、随被加热体系的温度变化自调输出功率，即随管线温度梯度进行逆向自调输出功率，具有开关特性和记忆特性，达到控温、限温、节能的效果。
- ②、交直流两用， $\pm 50\%$ 的宽幅工作电压，可适应各种能源，其中可接受非蓄电非逆变变功率光伏电、风电，可变电电压的工作条件可无极可调变压，改变输出参数，满足自动化控制。
- ③、无限可调并联电阻等效电路原理结构，适应不同的原油品质和可变的原油工况要求，产品可以任意切断或在一点范围内接长使用。
- ④、产品最长可以组合为单项2000米、双向4000米的一点通电，适用于长距离热输管线的电加热器件。
- ⑤、产品为带状扁平型结构，抗压 $\leq 80\text{mpa}$ ，承受温度高达 160°C ，发热温度 $\geq 120^\circ\text{C}$ ，高效、耐油、抗压、抗拉、抗衰老、防腐、不燃、防爆安全可靠，使用寿命特长。连续使用可达20年以上。
- ⑥、安装简单、方便、免维护。
- ⑦、适应多种控制，更能满足现代自动化、远程计算机网络控制、分点、集中等控制。
- ⑧、适用油田管道热输、热力采油、储罐加热伴热、各种外设或内置式的加热、伴热场合或工艺装置，可以形成系统和各种新技术、新材料的集成应用（产品的选型、品牌、制造厂家必须严格确认，千万不可以混用，决不是任何自限式电热带都可以内置的!!!）。

3、物联网控制系统

3.1原理示意图



3.2说明：

此系统属于物联网系统，由感知层、通信层、应用层三部分组成。感知层由控制器以及传感器构成，有温度传感器、压力传感器、电流互感器，变送器等等来采集所需数据。采集到的信号通过cpu控制器处理判断，自动控制调压模块输出电压大小，从而调节变功率加热带或加热电缆的电流以及温度。实现稳（限）流控制，主电源具有漏电、过载保护功能；

通信层由gprs移动通信网络来完成，有移动信号就可以联网通信；

应用层可以通过无线信号远程监视并控制感知层的设备，实现千里眼监控，对恶劣的现场环境实现无人值守（如果再增设电视监控，就更加安全），省去很多人力、物力、财力。

采油集输管线内置特种自限式电热带 变功率电热防结蜡热输送试验项目的报告



4、施工程序

- 4.1 视井与井之间管线长短选择电热带单根长度，最长可达 $\leq 600\text{m}$ ，组合可达1800米一个电源点。
- 4.2 根据管网布局和电热带选择长度、控制点，根据地面情况进行布线 and 确定控制方式。
- 4.3 管内电热带无接头，每根电热带首、尾留在管外，通过密封装置把引出的电热带接头和电源线连接起来。
- 4.4 开孔后，清理场地和管孔后视管内原油状况决定热导还是冷导，即热导为进行穿导引电热带（三芯中长型）电热化堵，冷导用专用穿线器导引。
- 4.5 穿入方式一是利用导引电热带或导引PE管将内置特种电热带牵引二是用穿线器导引置入管内，几种穿法都将首尾留出地面。
- 4.6 将密封装置与开孔处输油管外壁进行严格均匀焊接，必须将所开孔全盖封连接。
- 4.7 试压。
- 4.8 接线。
- 4.9 外接导线与控制系统连接后并进行漏电检测，无漏电即可进行通电调试。



图为工作人员现场开口作业



图为工作人员现场穿引线

5、疑难井输油管内置穿带试验

- 5.1 9月20日开始试穿停采的三口井（78#-98#、76#-98#、80#-98#，计640m管线进行内置热输送试验）。
- 5.2 成功后扩展部分易发生故障不能正常生产的井区，计9口井间的试验性改造。



图为现场安装的密封装置

方兴公司油气集输电热管线改造方案初试验管线路图

注：1、粗实线为内置式变功率自限温加热带电热改造线路



内置管线变功率自限式加热带示意图

采油集输管线内置特种自限式电热带 变功率电热防结蜡热输送试验项目的报告



内置电热带现场试验报告

试验时间	2012. 9. 20	试验地点	兴源公司井场
试验前管壁温度	18°C	试验后管壁温度	42°C
试验前平均压力	2 mPa	试验后平均压力	1.2 mPa
现场试验描述:	产品规格 安装规范 操作得当 效果明显		
试验步骤	试验效果		试验单位现场负责人
第一步: 现场勘查、栽阀	1、核对提供资料, 实地勘查;		韩向伟 刘头海 油伙油
	2、与兴源公司的相关人员交流, 了解情况;		
	3. 制定施工方案 (三套备选);		
	4. 泄压, 栽阀用时一天;		
第二步: 取点、破土、开口	1、 定点后, 干线部分取六个点, 人工挖 1m×1.5m×1.7m 六个操作坑; 支线部分通挖 (距离在5米*5米*1.5米以内), 用时2天;		韩向伟 刘头海 油伙油
	2、经验丰富一次性选点成功, 开口仅用5钟;		
第三步: 专利型电热带穿心	1、三套方案分别试验, 确定优选方案;		韩向伟 刘头海
	2、因管内截堵严重只能中间取点, 选用穿线装置两面穿心, 一次穿入300米, 电热带经过强力牵引安然无恙, 现场检验指标正常;		
第四步: 焊接密封	1、采用冰块预保护的方式焊接, 一次性焊接成功, 每个焊点不超过30分钟;		韩向伟 刘头海 油伙油
	2、密封装置分别封首尾两端, 两道密封, 确保密封效果;		
	3、各项指标检测, 达到预期效果, 密封安装成功;		
第五步: 测试回填	1、再次检查确认电热带、密封装置、焊口均正常后, 通知兴源公司生产部门开井运转;		韩向伟 刘头海 油伙油
	2、确认正常后回填;		
现场单位确认意见:			
时间	温度	压力	取样负责人
2012-9-23 运转前	18°C	2 mPa (76-98 达至 1 mPa)	刘头海
2012-9-23 运转后	39°C	2 mPa (78-98 达至 1 mPa)	
2012-9-24	42°C	1.2 mPa (78-98 1.0 mPa)	
2012-9-25	42.5°C	1.2 mPa (78-98 0.4 mPa)	
电热带质量过硬, 拉力牵引无问题, 后期停井经一次试验即可, 证明能取油外输。 单位负责人签字: _____ 试验单位公章: _____			

施工单位: 大庆弘润升化工有限责任公司

施工单位现场负责人: 夏川江



采油集输管线内置特种自限式电热带 变功率电热防结蜡热输送试验项目的报告



5.3 试验井全部结束后，现场的运行数据

现场的运行数据

记录时间(周记)	起始井号	运行压力(mpa)	环境温度(°C)	伴热温度(°C)	备注
2012.11.11至 2012.11.17	75--92	1.6	-10°C以下	52	平均
	76--98	1.5	-10°C以下	34	平均
	78--98	1.2	-10°C以下	43	平均
	80--98	1	-10°C以下	44	平均
	80--100	1	-10°C以下	47	平均
	80--102		-10°C以下		井口蜡堵
	78--102		-10°C以下	60	平均
	76--102	0.8	-10°C以下	63	平均
	1#罐区	1.2	-10°C以下	70	平均
2012.11.17至 2012.11.24	75--92	1.6	-15°C以下	51	平均
	76--98	1.5	-15°C以下	35	平均
	78--98	0.9	-15°C以下	42	平均
	80--98	1	-15°C以下	49	平均
	80--100	1	-15°C以下	45	平均
	80--102		-15°C以下		井口蜡堵
	78--102		-15°C以下	60	平均
	76--102	1	-15°C以下	62	平均
	1#罐区	1.0	-15°C以下	60	平均

记录时间(周记)	起始井号	运行压力(mpa)	环境温度(°C)	伴热温度(°C)	备注
2012.11.24至 2012.11.30	75--92	1.6	-20°C以下	52	平均
	76--98	1.4	-20°C以下	35	平均
	78--98	1.2	-20°C以下	45	平均
	80--98	1	-20°C以下	42	平均
	80--100	1	-20°C以下	43	平均
	80--102		-20°C以下		井口蜡堵
	78--102		-20°C以下		井口蜡堵
	76--102	1.0	-20°C以下	57	平均
	1#罐区	0.7	-20°C以下		温度仪丢失
2012.11.30至 2012.12.6	75--92	1.6	-20°C以下	55	平均
	76--98	1.4	-20°C以下	36	平均
	78--98	0.9	-20°C以下	43	平均
	80--98	1	-20°C以下	47	平均
	80--100	1	-20°C以下	44	平均
	80--102		-20°C以下		井口蜡堵
	78--102		-20°C以下		井口蜡堵
	76--102	1	-20°C以下	62	井口蜡堵
	1#罐区	0.6	-20°C以下	65	平均

采油集输管线内置特种自限式电热带 变功率电热防结蜡热输送试验项目的报告



5.4 单井工程竣工验收单

单井工程竣工验收交接单

施工时间:2012年9月19日

井号	施工 交接 内容	验收 运行 情况	结论
一井一填	1、输油管线伴热施工 (1) 挖土方 (2) 清理保温层 (3) 开孔 (4) 穿电热带 (5) 焊接 (6) 保温 (7) 回填 (8) 其他	按施工标准施工,温度达到要求,压力在正常范围之内	正常
	2、控制系统及电源部分施工	配电装置能够满足要求	正常
	3、井口缠伴热带及保温	按施工标准施工,温度正常,保温效果良好	正常
	4、现场恢复清理及交接数据	施工现场基本恢复	基本正常

施工负责人:刘峰

现场验收人:夏川江、纪萍

大庆方兴投资有限公司兴源公司负责人:王明生

6、几点建议

6.1、从实验效果看,即使地面电加热集油系统运行顺利,但井口电加热集油系统存在瑕疵,产油量也无法增加,而且井下长期蜡堵造成停井,势必影响循环区域内的其他井的正常工作,试验过程中80-102井在地上电加热全部运转正常的情况下一直停井,运行半个月左右78—102井同样停井,12月初76—102也因井下结蜡停井。综上所述,建议允许厂家做井下部分的热力采油试验!

6.2、通过此次的实验,估算整体改造大庆方兴投资有限公司各油田内置电加热集油流程投资,确定全局管内内置穿带工作量,及早按图纸进行实际测量,以便于厂家根据各井况、分集支管线的布局管径进行专用定尺生产及早施工,提高所属各公司采油数量。

6.3、本项目的顺利完成,①、可以对现有所有该类存在问题的集输管线进行集输改造;②、对今后新铺设管线同时配套;③、可以与非开挖铺设管线形成配套集成应用新技术;④、此工艺可以与大庆油田所属各保温管厂形成应用规范,在油田全面推广。

6.4、石油行业:原油开采、管道输送数据与监控系统技术早已形成规范(SY/T6069-94),因此本项目的实施改造成功,完全可以适应该规范的要求,并且得到进一步的有效提升,进入单井区域,甚至全油田的远程计算机网络控制,也可以辅以可再生能源(太阳光伏发电,非蓄电、非逆变补偿加热)风光电热利用。故本项目的应用为今后油田油井热采、热输综合集成应用技术具有很好的发展趋势。

6.5 物联网控制系统:物联网是在计算机互联网的基础上,利用RFID、无线数据通信等技术,构造一个覆盖世界上万事万物的“Internet of Things”。

物联网系统由感知层、通信层、应用层三部分组成。感知层由控制器以及传感器构成,有温度传感器、压力传感器、电流互感器,变送器等来采集所需数据。采集到的信号通过cpu控制器处理判断,自动控制调压模块输出电压大小,从而调节变功率加热带或加热电缆的电流以及温度。实现稳(限)流控制,主电源具有漏电、过载保护功能;

通信层由gprs移动通信网络来完成,有移动信号就可以联网通信;

应用层可以通过无线信号远程监视并控制感知层的设备,实现千里眼监控,对恶劣的现场环境实现无人值守(如果再增设电视监控,就更加安全),省去很多人力、物力、财力。

以上几点建议妥否,供斟酌。

大庆高瞻电气科技有限公司

芜湖市科华新型材料应用有限责任公司

1、节约投资情况（与“双管掺水工艺”的比较）

统计已建的单管冷输工艺，共建成各类集油管道192.5km，相比双管掺水少建管道283.7km，平均单井集油管道长度降低0.43km，少建计量间6座，少建站间集油掺水管道53.3km。同时站内新增建设规模缩减了7968m³/d，则单井节约新建站或扩建站投资约526万以上，共减少建设投资约5585.9万元。而单管通球工艺每口油井设发球装置1套，固定软件计量装置1套，配套增设电加热带保温措施及计量车3台，共增加建设投资约1707.5万元。因此采用单管冷输工艺，共节约建设投资约3878.4万元。

2、存在问题

(1) 冬季冻堵井数多，解堵工作量大

冬季单管冷输井井口组合阀、采油树四通、生产阀门、电磁防蜡器等部位分别出现不同程度的冻堵现象。同时对间抽井、待作业井、停机井管理难度大，易发生冻井（特别是集油半径长的油井），且解冻难度大。统计2012年1月~3月，日平均解冻3.4次，月平均电解车解堵7口，消耗人力物力较大。

(2) 电热带损坏率高

统计2009~2010年投产运行的冷输井电热带一年内损坏共计113口，占此部分冷输井的33.9%，由于该厂没有成熟的电热带维修技术及配套材料，电热带损坏后厂家维修不及时，保修期限仅为一年，后期小队只能派电工进行简单维修，维修质量较差，易造成二次损坏，逐渐形成恶性循环。且埋于地下2m立管的电热带冬季无法挖掘，且挖掘后井场破坏较大，恢复难度大，造成地下2m立管电热带损坏后无法维修，只能针对地面管线上电热带进行更换，造成此段经常冻堵，处理难度极大，若采用电解车进行解堵，消耗人力物力较大。

(4) 螺杆泵机械密封易损坏，影响了投球的时率

2012年1至6月我厂冷输螺杆泵共有57井次机械密封损坏，对频繁损坏的10口井进行数据统计，平均回压达0.87MPa，回压高严重影响机械密封的寿命。目前冷输单管通球螺杆泵井共计187口，其中投球端点井共计79个，实际生产中一旦出现机械密封损坏停井，造成投球工作无法开展及运行时率降低，甚至堵井冻井。因此单管冷输螺杆泵井不适宜做端点井，应采用抽油机，增加运行时率。

(5) 固定软件量油仪误差大、设备损坏率高

选取6口玻璃管量油井安装无线量油装置，平均相对误差为21.3%。同时设备损坏率高，统计2011年共损坏101套，其中抽油机载荷测试仪53套，螺杆泵无线远传量油仪48套。

(6) 道路问题

地势低洼，盐碱地，雨季造成高压热洗车无法靠近井口，导致热洗工作、油井作业及计量工作都无法顺利完成，且高回压井无法进行干线冲洗，间接导致关井甚至堵井。统计6月有45口单井下雨造成井场无法上车。

三、后期增加的投入

为了保证单管工艺的正常运行，减轻员工的劳动强度，自2011年以来，该厂陆续将手动投球改为自动投球、配备压力传感器、更新电热带3.4km、更新2.5MPa单井切断阀为4MPa、过沟过渠工艺改为深埋、高回压井挂接掺水等改造，增加后续投资360万元。

在生产运行费用方面，相比双管掺水工艺月平均消耗天然气节约41.15×10⁴m³，月平均耗电高于双管掺水38.53×10⁴kWh，月高压热洗平均运行费用高于双管掺水12.2万元，月计量车汽油发电机消耗费用1.56万元，月生产运行总费用相比双管掺水节约9.66万元。

四、工艺改进意见

热采过球冷输或热采热输：

针对所反映的问题主要出现在井口和井口附近管线，由于出油温度较低，原油已近结蜡冻堵临界点，故问题集中在上述区段，因此可试行采用热采工艺，提高出油品质和温度，跨过井口和井口附近区段管线，投球冷输应进行顺利。但是在无投球冷输的管线段，应改为管线内置变功率加热电缆伴热热输工艺，节约电能，无冷输冻堵顺利集输。（详情可见热采热输应用技术和试验报告，但条件是选择质优特种电热带和质保时间长、售后服务好的诚信厂家来保证这一工艺的顺利进行。）

大庆某采油厂单管冷输工艺 评价分析的调研



科华程总汇报



中石油技术推广中心主持鉴定



热采现场



热输现场



输油管线开孔



内置穿导变功率加热电缆

注：中石油主持热采产品及技术鉴定（1-2）
胜利油田热力采油（3-4）
大庆油田管线内置变功率电加热输油施工（5-6）

科華風光[®]



敬告：

本产品说明书设计、安装、维护指南是为了您正确使用本公司产品，所使用控制系统及综合配件应符合“科华”产品推荐要求，防患于未然，请务必严格遵守。

公司全称：芜湖市科华新型材料应用有限责任公司

地址：安徽省芜湖市高新技术产业开发区漳江路6号 邮编：241002

电话：0553-3023098、3023097（91-99） 传真：0553-3023092

免费电话：400-996-5258

网址：<http://www.ahkehua.com> E-mail: ah_kh@163.com; 913326693@qq.com

总经理：程巍（助理研究员） 总工程师：王庚超（教授）

法人代表（董事长）：程崇钧（研究员） 咨询电话：13605530998 E-mail: ccj0998@163.com

芜湖市科华新型材料应用有限责任公司



官方网站二维码



官方微信二维码

版权所有 侵权必究