

## 第四篇

---

---

# 油气田地面建设



1950~1990年,四川石油天然气地面建设总投资3.9亿元,其中0.2亿元用于石油工程,占5.1%;3.7亿元用于天然气工程,占94.9%。完成四川盆地的13个油田、76个气田、26个含油气构造的油气生产配套以及油气加

工、机械修造、仓储运输、科研设计、文教卫生、生活基地的建设,形成年产石油16.2万吨、天然气66.2亿立方米生产规模,建成国内最大的天然气生产基地。

# 第一章 建设规模

## 第一节 供气工程

1950年,全国第一次石油会议决定利用四川天然气生产炭黑。5月,西南军政委员会工业部化工局在隆昌县两道桥筹建炭黑厂(三〇三厂)。1951年5月,建成6套试验装置。1953年,三〇三厂扩建20套炭黑生产装置,配套建成1套黄土脱硫装置。因黄土脱硫装置的脱硫效率很快下降,而且再生难运输难,1956年,又建设1套以碳酸钠溶液为吸收剂的脱硫装置,日处理天然气10万立方米。1950~1957年,除恢复巴1井和隆2井的生产外,共新建采气井口装置8套,天然气集输管线8.9公里,最大管径108毫米。建成圣灯山气田和东溪气田两个炭黑生产基地。

1958年初,石油部北京勘察设计院和玉门设计院来四川,对永川县黄

瓜山气田至永川县城关镇的永川化工厂和巴县石油沟气田至重庆的两条输气管线进行踏勘选线,并由玉门设计院设计,永川化工厂施工,建成从黄瓜山气田黄1井至永川化工厂的输气管线(管径159毫米,长18.8公里)。这是国内第一条无缝钢管输气管道;同年,还建成邓井关气田至自贡黄坡岭盐厂和炭黑厂、纳溪气田至纳溪县城关镇的输气管道。1959年,又建成阳高寺气田至泸州市小市炭黑厂的原料气管线。

1961年,由石油部四川设计院完成设计、重庆市设备安装工程处施工的石油沟气田至重庆市的巴渝输气管线基本建成,全长54公里。这是国内第一条426毫米管径的长距离输气管线。后因修复1962年6月被洪水冲断

的长江水下穿越管段而延至1963年5月投产。

1964~1965年初,石油部四川设计院完成打鼓场、沈公山、傅家庙、长垣坝、纳溪5个气田联合向泸州天然气化工厂供气的长纳集输工程设计,由四川石油管理局基建指挥部施工,于1965年12月建成投产。1965年还先后建成綦江县东溪气田与巴渝输气管线相连接的东石输气管线和兴隆场气田到自贡市的兴舒管线,形成重庆、自贡、泸州(纳溪)3个供气系统。此时,四川供气工程的建设,仅限于利用低含硫气田的天然气。

1966年,为配合“三线”建设,开始开发含硫较高的威远气田,建成威远气田威5、6、9、2井集气工程、威远气田脱硫一厂和威远气田至成都的威成输气管线。1967年2月,威远气田向成都供气工程正式投产;威成输气管线全长134公里,是国内第一条630毫米管径的长距离输气管线;威远脱硫一厂的建设规模为日处理含硫天然气70万立方米的装置2套。

1967年5月,成都至德阳的输气工程建成投产,向德阳市(机械工业部第二重型机械厂)供气。1969年12月,建成泸州气区傅家庙气田经自贡市至威远气田的泸威输气工程,1970年投产,将泸州气区的天然气输向成都,从而形成盆地南部和西南部两大气区的多个气田联合向成都、德阳、自贡、泸

州4个城市供气的系统。

1970年7月,建成从江津县石龙峡气田至重庆市一一二厂的峡渝输气工程。在盆地东部,形成了联合石油沟、东溪、石龙峡3个气田向重庆市供气的系统。

继开发威远含硫气田之后,1970年着手开发含硫量更高的卧龙河气田。1971年2月,建成从垫江县卧龙河气田至重庆市的卧渝输气管线。1973年1月,卧龙河气田垫江天然气脱硫厂建成试运。12月,建成卧龙河气田内部集输工程。1974年,卧龙河气田第一期开发工程配套建成正式投产。1974年10月,江北县相国寺气田投入开发,建成与卧渝输气管线相接的输气管线,扩大了重庆供气系统的气源。

在重庆供气系统扩大的同时,成都供气系统亦有所扩大。1971年11月,威远气田脱硫二厂建成投产。1972年5月,威远气田至五通桥的输气工程建成投产。1974年3月,富顺县孔滩气田经自贡市兴隆场气田至泸威输气管线的孔兴输气管线建成投产。

1958~1975年,四川共新建采气井口装置206套,累计214套;新建集气站45座、配气站2座;新建集输管线1771公里,累计1780公里。在盆地东部形成了联合卧龙河、相国寺、石油沟、东溪、石龙峡、双龙、沙坪坝7个气田向重庆市供气的重庆供气系统;在盆地南部和西南部形成了联合威

远、自流井、兴隆场、孔滩、老翁场、傅家庙、长垣坝、沈公山、打鼓场、纳溪等20个气田向成都、德阳、自贡、泸州(纳溪)供气的成都供气系统。

在完成开发四川300亿天然气工程总体设计之后,组织了川内天然气工程建设。1976年4月,建成威远气田至成都青白江的威成输气复线,全长164公里,是国内第一条720毫米管径的长距离输气管线;5月,建成合江县佛荫至纳溪县泸州天然气化工厂的佛纳输气管道;11月,建成江安县傅家庙气田至云南省安富坝云南天然气化工厂的傅安输气管线,全长88.5公里,管径426毫米,设计日输气量165万立方米,是四川第一条向省外供气的输气管道。

1977年,由贵州省贵阳安装工程处施工建设的合江县五通场气田至贵州省赤水天然气化工厂的输气管线建成投产,全长12公里,管径426毫米,设计日输气量300万立方米,是四川第二条向省外供气的输气管线;1978年建成傅家庙至泸州天然气化工厂的傅纳复线,长53.3公里,管径720毫米。

1978年6月,建成中坝气田至德阳市输气管线(长104.5公里,管径720毫米),与成德输气管线的末端相接,将中坝气田的天然气输往成都市青白江四川天然气化工厂;10月,建成合江县庙高寺气田至贵州省赤水天

然气化工厂的庙赤输气管线,全长28.3公里,管径273毫米,设计日输气量119万立方米,是四川第三条向省外供气的输气管道。

1979年10月,建成合江县佛荫至重庆市(江北县两路口)的佛渝输气干线,将成都和重庆两个独立的供气系统连接成为全川统一的供气系统,通称四川南半环供气系统。

1980年卧龙河气田川东天然气净化总厂及卧渝输气复线配套建成试生产。同年7月,地质部第一石油普查勘探指挥部在阆中县石龙场气田建成集气站和输气管线向阆中县城输气。1982年江油县中坝气田脱硫厂建成投产,使南半环供气系统的供气能力大幅度上升。另建成合江气田至贵州省赤水天然气化工厂的合赤输气管线(管径273毫米,长34.9公里),系四川第四条向省外供气的管线。

南半环供气系统,东起垫江县卧龙河气田,途径重庆市、泸州市(纳溪)、自贡市、成都市、德阳市,西抵江油县中坝气田,全长742公里(单线计算),是由不同时期建设的不同管径交互连接而成的输气干线,输气管线的输气能力及调配的灵活性均受到限制。随着四川主力气田东移,东气西调气量和南干线输送能力之间的矛盾日益突出。

1982年提出新建四川北半环输气干线规划,1984年完成可行性研

究，经国家计委批准，于1985年11月全线开工建设，1987年11月建成，全长297.8公里，是国内最长的一条720毫米管径的输气管线。1990年7月，经国家验收合格，正式投产。四川主要输气管线见表4-1。

1984~1988年，西南石油地质局建成孝泉、合兴场输气站各1座，分别向绵竹县、德阳市输气。

1976~1990年是四川供气工程建设规模发展最快的15年。新建采气井口装置760套，占总数的78%；新建

集气站203座，占总数的81.9%；新建配气站51座，占总数的53%；新建增压站9座；新建脱硫装置5套，为总数的24%；新建脱水装置3套，为总数的20%；新建集输管线6987公里，占历年累计的79.7%。

1990年底，四川共建成采气井口装置974套、集气站248座、配气站97座、增压站9座、脱硫装置21套、脱水装置15套、集输管线8767公里，形成联合76个气田向工业城镇供气的系统工程，年供气能力66.2亿立方米。

四川主要输气管线统计表

表4-1

类别	名称	起 止 地 点	管径 (mm)	长度 (km)	投产 年代
南 半 环 管 网	巴渝线	巴县石油沟气田—重庆市	426	54	1963
	长纳线	长垣坝气田—纳溪县泸州天然气化工厂	273~426	32	1965
	威成线	威远气田—成都市	630	134	1967
	成德线	成都市—德阳市	377~529	69.1	1967
	威内线	曹家坝（泸威线末站）—越溪（威成线首站）	529	22.3	1967
	泸威线	傅家庙气田—威远气田	630	137.4	1970
	卧渝线	卧龙河气田—重庆市	426	131	1973
	威成复线	威远气田—成都市	720	164	1976
	佛纳线	合江县佛荫—纳溪县泸州天然气化工厂	508	39.2	1976
	中德线	中坝气田—德阳市	720	104.5	1978
	傅纳线	傅家庙气田—纳溪县泸州天然气化工厂	720	53.3	1978
	佛渝线	合江县佛荫—重庆市（江北县两路口）	720	172.6	1979
	卧渝复线	卧龙河气田—重庆市（江北县两路口）	426	100.6	1981

续表4-1

类别	名称	起 止 地 点	管径 (mm)	长度 (km)	投产 年代
北 半 环 管 网	沙卧线	沙罐坪气田—福成寨气田—卧龙河气田	273~426	196.6	1986
	福渠线	福成寨气田—渠县天然气净化厂	426	45	1986
	北干线	渠县天然气净化厂—成都市	720	297.8	1990
	万卧线	万顺场—卧龙河气田	325~426	103.9	1990
川 管 线	傅安线	傅家庙气田—云南省安富坝	426	88.5	1976
	五赤线	五通场气田—贵州省赤水县	426	12	1977
	庙赤线	庙高寺气田—贵州省赤水县	273	28.3	1978
	合赤线	合江气田—贵州省赤水县	273	34.9	1982

## 第二节 油田建设

1958年4月，四川石油勘探局为解决川中会战钻井所需的动力燃料油，土法上马，就地建设简易炼油装置，在南充县东观镇老君乡充3井就地建成6个简易连续炼油釜，年处理能力为2万吨。与此同时，在其他油田也建成一批简易炼油装置。同年，在南充市规划建设年加工原油50万吨炼油厂和南充油田至南充炼油厂的原油管道。

1959年，根据川中油田勘探情况，石油部决定南充炼油厂缓建，设备调往新疆支援独山子炼油厂。油田内部集输工程继续建设。同年，四川石油普查大队在广安油田建成土法炼油厂1座（后移交广安县生产）。

1960年初，石油部决定恢复南充炼油厂的建设，规模改为年加工原油

25万吨；9月，南充炼油厂2套炼油装置简易建成，投入试生产。

1961年，南充油田建成采油井口装置18套，建成东观至南充炼油厂的输油管线（管径219毫米，长21公里）和西25井至南充炼油厂的输油管线（管径140毫米，长13公里），建成管式炉炼油车间1座（南充炼油厂投产后，该车间随即停产）；龙女寺油田建成采油井口装置12套；蓬莱油田建成采油井口装置16套；桂花油田建成采油井口装置26套；合川油田建成采油井口装置8套，罗渡油田建成采油井口装置1套；营山油田建成采油井口装置4套。

1961年以后，川中油田新油井建设工程很少，已投产油井压力下降快，产量迅速递减，原油全部采用罐车运



往南充炼油厂。

1962年,为开发利用川中油田原油的优质地蜡,石油部决定,应用北京石油科学研究所的科研成果在南充炼油厂新建1套地蜡生产装置(62-2工程)。该装置于1963年3月建成投产,建设规模为年产地蜡200吨。

1965年,为配合四川“三线”建设,石油部决定在南充炼油厂扩建酮苯脱蜡、尿素脱蜡、地石蜡白土精制、提纯地蜡成型包装、润滑油硫酸精制、润滑脂等9套装置;在重庆市新建一坪化工厂的氟油、酯类油、硅油等装置,生产军需民用的特种油脂;在合川县建合川化工厂,规模为年产100吨正烷裂解合成润滑油、50吨季戊醇、30~40吨癸二酸等,与一坪化工厂配套。1966年5月,南充炼油厂扩建工程建成投产,由建厂初期的2套炼油装置扩大为11套炼油装置;11月,一坪化工厂及合川化工厂相继建成投产。

合川化工厂建成投产后,因原油供应不足,生产困难。1967年,石油部决定将合川化工厂的合成润滑油

生产装置,迁往南充炼油厂,于1971年完成迁建后投产。

1974年,南充炼油厂为增加产品种类,扩建1套润滑油白土精制和润滑油调合油装置。

1981年,石油工业部鉴于南充炼油厂生产的润滑油销售困难,而当地所需的汽油、柴油又要从省外调入的情况,批准该厂扩建1套加工能力3万吨的同轴式催化裂化装置,以减少润滑油生产,增加燃料油产量。1986年7月5日建成投产。

1987年,为解决四川原油产量小,加工装置能力大的矛盾,经石油工业部批准,从中原油田调拨议价原油入川,以增加南充炼油厂的原料油,并决定对南充炼油厂按年加工原油20万吨的规模进行改建;在襄渝铁路华蓥火车站附近建1座10万吨的原油中转库。

截至1990年12月,四川共发现油田13个,共建采油井口装置324套、原油集输管线126.9公里、油罐920座(储油量14万立方米)、原油加工装置13套(年加工能力20万吨)。

### 第三节 基础工程

#### 一、公路工程

1936年9月,四川油矿探勘处开始筹建巴县和达县两地运输钻井机具的公路。1938年9月,在巴县建成自川

黔公路一品场分道至石油沟井场的一石公路(8公里)和从一石公路的太平庄分道至飞仙岩井场的太飞公路(4.5公里)。在达县建成从石梯坎至新桥口井场的石新公路(9公里)。1939年,建成隆昌县城关镇至圣灯山两道桥的隆圣公路(20多公里)。

1953年,西南石油探勘处为在盆地南部泸县、永川等地勘探油气,新建了一批矿区公路。至1957年,共新建石油勘探专用公路292公里,平均每年建58公里。1958年,为在盆地中部南充、蓬溪、武胜等县区勘探开发石油,石油矿区专用公路的建设空前发展。至1962年,共建石油矿区公路1023公里,平均每年新建204公里。

1963~1990年,为在盆地西南、东南、西北部大范围勘探开发石油天然气,石油矿区专用公路的建设在全盆地范围内展开。1963~1975年共新建石油矿区专用公路965公里,平均每年建74.24公里。1976~1990年共新建石油矿区公路1939公里,平均每年建129公里。

1990年底,四川石油天然气工业共建设矿区公路4219多公里,不但为发展四川石油天然气工业提供了条件,也改善了四川部分山区的交通状况。

## 二、通信工程

1958年,为配合川中石油会战组织指挥工作,委托地方邮电系统施工,建设专用通信线。至1959年12月,建成以南充市为中心、联络东观镇、龙女寺、文昌寨、合川、蓬莱、营山、广安、罗渡溪、西充、一立场、仪陇、巴中等地的专用通信系统。1962年,四川已拥有石油天然气工业专用有线架空通信线382杆公里,人工交换机9部500门,无线通信短波电台50部。

1964年,四川石油管理局基建指挥部组建电气安装工程队,负责专用通信线的施工;石油部四川设计院负责专用通信工程设计。1965年12月,建成以威远县新场镇四川石油会战指挥部为中心,联系成都、威远、自贡、泸州、长寿、云台、广安、厚坝、遂宁、东兴、双古、罗成、铺子湾、越溪、黄荆沟、川心店等地的专用通信系统。至1975年,先后建成与巴渝、长纳、东石、威成、成德、泸威、威五、峡渝、相两等天然气输气管线配套的通信系统,包括架空通信线5296杆公里、埋地通信电缆5公里。1975~1979年,发展与输气管道同沟敷设的长途电缆通信,开通电缆载波;无线通信则采用超短波电台组网和微波通信,形成有线和无线相结合的通信系统。1980年后,不再新建架空明线。至1985年,先后建成傅纳、中德、庙赤、佛渝、沙达、达福等输气干线的专用通信线及南半环输气干线的载波通信系统,包括架

空通信线3182杆公里、埋地通信电缆246公里；同年，为适应四川北半环输气工程建设的需要，设计配套建设四川气田北半环480路数字微波系统（506.8公里、20个微波站，1990年仍在建设中）。1987年北半环输气干线建成试生产时，抢建了数字（ $\Delta M$ ）特高频接力站及移动通信基地台，并租用军队长途通信线路，与特高频移动通信组网，解决输气生产调度联络。

截至1990年，共建成内部通信线9712杆公里，埋地通信电缆486.7公里以及北半环输气干线、忠县万顺场至垫江县卧龙河气田、遂宁市磨溪气田的无线通信系统。

### 三、供电工程

1954年，燃料工业部四川隆昌炭黑厂为解决自备电力不足的问题，建设了从隆昌县城关镇至两道桥的输电线，在两道桥新建变配电站1座（35/6千伏，1000千伏安），架设木杆供电线20公里，由国家电网向隆昌炭黑厂和徐家桥及隆27井供电，这是四川石油天然气工业第一项专用供电工程。

1958年建设川中油田时，油气勘探开发用电量大，地方电网无法满足生产需要。为此，在南充炼油厂的建设中配套建设1座热电站，从罗马尼亚引进2套发电机组，总发电量为6000千瓦。1961年12月，南充热电站和20

公里35千伏木杆输电线及跨越嘉陵江的35千伏铁塔输电线全部配套建成投产，向南充炼油厂、南充东观石油勘探大队、南充石油综合机修厂供电。这是四川石油天然气工业自建的第一项专用发供电工程。至1962年，四川石油天然气工业系统建自备电站1座、自备电源2处，总发电量6000千瓦，变电站1座，输电线47公里。

1963年以后，四川石油天然气工业的用电量剧增，靠自备电站难以满足需要。为此，开始建设高压输电线路，与国家电网连接，向各油气田的厂站供电。1965年，为开发威远气田，建成从自贡市戴家坝至威远气田川心店的35千伏水泥杆架空输电线，长54公里。1966年10月，在新场建成新场变电站（35/10千伏，7500千伏安）。1975年，累计建成专用高压输电线460公里、变电站17座、自备源7处。

1976~1990年，为卧龙河、中坝两个气田勘探开发提供电力，自建专用供电工程的规模继续扩大，共自建专用高压输电线924公里、变电站5座、自备电站2座、电源50处。

1987年，在川东气区梁平县七间桥至渠县通信线佛立嘴中继站的供电工程中，首次采用太阳能电池供电；1989年，在万卧通信线凉风垭中继站首次采用遥控柴油发电机供电，遥控距离达100公里。

截至1990年，四川石油天然气工

业共自建专用高压输电线387条,总长1451.4公里,变电站24座,自备发电站3座,电源59处,最高用电负荷达5万千瓦,年供电量达1.8亿千瓦小时。

#### 四、供水工程

1955年,隆昌炭黑厂在两道桥附近修建1座水库和供水泵站及供水管线。这是四川石油天然气工业第一项专用供水工程。1956年,在永川县黄瓜山气田就近利用小河水源兴建1座水库及供水泵站。

1958年,南充炼油厂配套建设专用供水工程,在嘉陵江边建取水泵站1座,安装6000伏高压电动机带动的水泵4台、180万吨的净化水厂1座、2.5万吨净化储存池1座、720毫米管径的

输水管道1.5公里。这是当时四川大型的取水工程之一。至1962年,共自建专用供水管线26公里、供水站3座。

1963~1975年,先后在威远气田和卧龙河气田建成专用供水工程,共自建专用供水泵站27座、供水管线248公里、供水井8口。1976~1990年,威远、卧龙河、中坝、磨溪等气田的供水工程逐渐扩大,共建设供水站22座,占历年总数的42%;供水管线682公里,占总数的71%;供水井60口,占总数的88.2%。

截至1990年,共建专用供水站54座、供水管线956公里、供水井68口,先后在威远、卧龙河、中坝、磨溪4大气田形成规模较大的气田供水系统。远离江河的油气田多建起就地打井取水的供水工程。

## 第二章 建设技术

### 第一节 工程勘察

#### 一、工程测量

1953年，在成都成立石油工业部四川设计院时组建的勘察大队，是四川唯一的一支从事石油天然气工业工程建设的专业勘察队伍。

1958~1963年，工程测量使用苏联的技术规范。由于四川梯田多，地形变化大，测量成果满足不了工程设计和施工的需要，按图放线施工与实际出入很大。由于大江大河的水下地形测量难于承担，1962年巴渝输气管线重庆茄子溪长江穿越工程的水下地形测量，即委托长江流域规划办公室六六一工程指挥部进行。

1963年在总结四川油气管道工程测量实践经验的基础上，开始改革

工程测量技术。1965年，在威远气田至成都的威成输气管线工程测量中，首次革除不符合工程需要的测绘项目，其中山区输气管线的带状平面图只实测中线转折点位置、角度、高程及水平距离，中线两侧的地形、地物、梯田类别则采用草测的办法，增加了中线两侧测图宽度（由过去的30米增加到60~100多米）；地形纵断面图改由施工单位负责在施工前与施工放线测量同步进行，以减少不必要的重复工作量，并将测量成果绘成透明图，与工程地质、工程设计在同一图上完成全部作业，提供施工和建设单位使用。平原地区的线路工程测量则只测地形纵断面，不测带状平面图。这一改革，保证了工程勘察质量，提高了工效，并为建立适合四川特点的工程测量技术规

范奠定基础。

四川省石油管理局设计院工程测量队购置4台国产JQC-502型回声测深仪后,在1975年忠县长江穿越工程的水下地形测量中,第一次采用回声测深技术。但由于当时国产的回声测深仪性能不够稳定,故障多,水下地形测量的速度和所测得的水下地形图资料还不够理想。该队1979年完成的四川佛渝输气管线工程测量成果获得了石油部1987年颁发的优秀勘察工程奖。但当时使用的工程测量仪器设备,仍停留在国内50~60年代的水平。

1980年12月,从美国引进KERNDM-501型光电测距仪及其配套的DKM<sub>2</sub>-AE型经纬仪。1981~1982年,从日本引进1台3PC-1500A型袖珍计算器以及HP-97、HP-67、HP-34、EL-5812、EL-5002、FX-140型电算器。1985年,从瑞士克恩厂引进KERMDM-502、DM-502、DM-504、威尔特Ci-401型光电测距仪、T<sub>16</sub>经纬仪、自动安平水准仪,从联邦德国引进了DMK<sub>2</sub>-A型经纬仪,并从其他国家引进SCH-213、SCH-10、SDH-13等3种型号的回声测深仪。四川工程测量技术及质量有了明显提高。1983年,由四川石油管理局勘察规划设计院工程测量队编写的《长距离输油输气管道测量规范》,正式纳入石油部部颁标准

(SYJ-55-85),成为国内工程测量的技术规范;1986年12月,该队取得四川省测绘局颁发的测绘许可证,准许承担Ⅲ等控制测量1:5000~1:500油气田建设规划及管线工程的测绘作业;翌年4月,又取得石油部颁发的《工程勘察证书》,准予承担甲级规划测量与工程测量任务,并被指定为石油部工程勘察中心站的站长单位。

1987年,四川石油勘察设计研究院工程测量队完成的四川北半环输气管道测量和汉江输油跨越工程测量,均获石油工业部部级优秀勘察工程奖,并在山区管道工程测量和穿越河流水下地形测量技术方面处于国内同行业领先地位。

## 二、工程地质勘察

1958年,四川组建工程地质队,投入川中油田建设的勘察工作。按苏联的技术规范,采用地质测绘、人力钻探(或凿探井)、取土样试验等常规手段进行工程地质勘察,独立编撰出版全套工程地质勘察资料图件。1959年,第一次采用土壤电阻仪,沿线施测土壤电阻,确定管道防腐等级。1964年,在管线穿越河流的勘察中首次采用旋浆流速仪实测河水流速。

1965年,在威成输气管线工程地质勘察中,对苏联技术规范进行了较

大的改革,但为计算土石方工程量,仍需沿线进行大量的钻探工作;同年,在地下油库工程地质勘察中,采用电法勘探,勘察地层结构和水文地质条件,并用岩体力学方法,定量评价围岩的稳定性。

1970年,在卧渝输气管线嘉陵江穿越工程中,采用定床模拟试验方法(比例尺:1:100)计算设计流速,并在建筑工程勘察中开始采用动力触探、标准贯入、静力触探、傍压试验、十字板剪切试验、点载荷试验等原位测试技术。1974年,在忠县穿越工程初探中采用水下电测深方法,勘察穿越河段的地层结构。

1965~1979年,工程地质勘察突破了苏联的技术规范,摸索出一些新的勘察方法,增加了一些新的勘察设备,开始建立适应四川特点的技术规范。

1980年,编制了地基计算、斜坡稳定性评价和电子计算机辅助制图的电算程序。首次应用电子显微镜、扫描摄像技术,观察膨胀土微结构,配合化学分析、差热分析、土力学试验对膨胀土地基进行综合评价。1981年,从美国引进1台ES-1210F型多频道信号增强工程地震仪(12频道)。1982年在威成输气管线黄石板滑坡勘察中,试

用ES-1210F型地震仪进行折射波法勘察滑坡体厚度,与实钻比较,误差小于15%;在威成输气管线抗震加固工程中,用此地震仪测定沿线地层的波速,寻找地震敏感地段,为抗震加固提供依据,均取得了良好的勘察成果。此后,地震勘察方法广泛应用于全川石油天然气工业的工程勘察中。

1983年四川编撰的《油气管道工程地质勘察技术规定》,被纳入石油部颁标准(SYL53-83)。以后又制订《水封油库工程地质勘察技术规定》,奠定了适于四川特点的工程勘察技术规范。

1986年以后,四川开始有计划地发展岩土工程技术,相继开展了基础形式方案设计、边坡稳定构筑物方案设计、管道穿越方案设计、水下管沟成沟方案设计、混凝土桩基础施工、地基加固桩施工、滑坡治理抗滑桩施工、水下稳管桩施工等设计和施工作业以及滑坡位移监测、建筑物和构筑物沉降观测、验基验槽等业务。

1987年4月,四川石油勘察设计研究院工程地质队取得石油工业部代国家计委颁发的甲级工程勘察证书,准予承担甲级工程地质及岩土工程勘察和乙级水文地质勘察与凿井任务。

## 第二节 工程设计

### 一、天然气集输工程

1958年,四川黄瓜山气田集输工程采用简易常温单井集输流程设计,即在井口设置常温重力分离器脱除游离水、凝析油和机械杂质,经计量后,直接进入输气管线输往用户。黄瓜山单井集输流程,井口装置没有加热设备,输气管道只是一条敷设在地面的光管。在天然气节流降压、采输过程中,常会产出水化物,出现冰堵管道,影响正常生产。1959年,在阳高寺气田阳1井采输过程中,出现冰堵时,只好用明火直接加热管道解堵,很不安全,能耗也大。1961年初,川南矿务局使用烟道加热保温解堵,虽较明火加热安全,但能耗仍大。

1961年5月,巴渝管线供气工程的单井集输流程比较正规完整,即在井口除设有节流、分离、计量设备外,还有加热保温设备,输气管道穿越河流的两岸和其它必要的地方设阀室,在地形低点设放水器,在管道末端设有配气站。

1964年,为设计四川泸州天然气化工厂供气工程,石油部四川设计院在纳溪气田进行多井集输试验,在沈

公山气田进行低温分离集输流程试验,取得实际数据后,1965年8月,在纳溪气田设计中,采用一级加热、二级分离的常温分离多井集输流程。各气井采出的天然气,经集气支线输入多井集气站,分别加热后经一级分离、计量、二级分离,再经汇管输往用户配气站。纳1井集气站是国内第一座多井集气站,此后多井集输工艺逐渐应用于全川气田集输工程建设中,成为四川气田集输工程的基本流程。

1965年,进一步发展了多井集输工艺技术。在威远气田内部建成环形多井集输管网,从井口采出的天然气经集气支线汇入多个多井集气站,分离、计量后,经环形集气干线,输往天然气净化厂脱除硫化氢等有毒物质,再进入输气干线输往城市用户配气站。

1970~1973年,根据卧龙河气田压力高(20兆帕)、单井产量高(日产50万立方米以上)、含硫量高(54~99克/立方米)、凝析油含量较多(23.5克/立方米)、储量大的情况,采用低温分离多井集输流程设计。卧龙河气田一号低温集气站流程是:从各气井采出的天然气沿抗硫集气支线汇入集气站,喷注乙二醇防冻剂,经高压常温分



离出游离水、凝析油(少量)及机械杂质,再经换冷、二级节流降压,使温度降至 $-15\sim-20\text{C}$ 进入低温分离器,分离出来的凝析油和乙二醇水溶液进入稳定提浓塔,稳定后的凝析油入储罐储存,提浓后的乙二醇重复循环使用,经低温分离后的含硫天然气入脱硫厂进行净化处理。

低温分离较常温分离,凝析油回收率可增加90%。以后卧龙河气田、中坝气田相继建成4座低温分离多井集气站,对流程作了若干修改,使之更臻完善。1989年,中坝气田低温分离集气站扩建设计中,首次采用电动变送器馈送压力、流量、液位变化信号,对压力、液位超限及电源故障设置了闪光和音响报警,并设置了自动放液装置、气动色带指示仪、气动记录调节仪以及六打点记录仪,能自动作压力、温度补偿和打印的质量流量计,使四川气田内部集输工程的自动化水平前进了一步。

四川天然气集输采用了常温分离和低温分离两种工艺流程,常温分离又分单井集输、多井集输两类,单井最高集气压力达60兆帕(文兴场气田1号井)。1982年,四川石油管理局勘察规划设计院编制天然气集输工程组合式定型设计。组合式定型设计共有13个生产单体,分为抗硫与不抗硫两个系列,适用于关井压力小于57兆帕,单井产气量小于每日30万立方米,集

气站工作压力小于9.4兆帕,日集气能力小于200万立方米的情况下使用。定型设计的三相分离装置,采用自动放水,加热装置全部采用水套炉,计量采用高级孔板阀和简易孔板阀。井口装置采用双针压力自动记录仪同时记录油管压力和套管压力。1983年完成抗硫系列施工图设计,获石油部优秀设计奖;不抗硫系列施工图设计,亦于1986年完成。1988年完成的橇装式集气装置定型设计抗硫系列,包括井口缓蚀剂罐、水套加热炉、分离计量、自耗气等4个设备的橇块,并用于磨溪气田的集气建设工程。

1964年在长纳线开始设计阴极保护站;1966年,在威成线第一次设计了清管站;1978年,在佛渝线首次设计橇装输气站,全线采用正反输流程。1985~1988年,为提高输气运行的安全性,在四川北半环输气干线,采用气液联动事故紧急截断阀,其首站的气体质量监控仪表,设有自动记录、自动报警、遥控启闭、清管程序控制、遥测阴极保护电位等电子自动控制装置。四川北半环输气管道是国内设计建成的第一条全线自动控制的输气管线,获1990年中国石油天然气总公司优秀设计奖。

## 二、油气管道穿越工程

1960年建成的南充油田东观至

南充炼油厂穿越嘉陵江的输油管道，管径219毫米，壁厚12毫米，长400米，采用单管紧贴河床敷设，加石笼钢桩稳管，是国内第一条水下输油管道。后在遂宁县桂花镇输油管线的涪江穿越工程、巴渝输气管道的重庆茄子溪长江穿越工程及纳溪县城关输气管道永宁河穿越工程设计中，亦采用了单管紧贴河床底部敷设、加重物稳管的穿越方式。涪江穿越工程采用直径59毫米、厚18.4毫米的废钻杆稳管，投产后没有冲断外，其它3条管线先后被洪水冲断。

1963年，改用复壁管靠河床底部敷设的方案，重建巴渝输气管线重庆茄子溪长江穿越管道获得成功。即在直径219毫米的输气管道外套直径325毫米的钢管，再向内外管的环形空间加注比重为1.86的水泥浆，并压以钢丝石笼和钢桩稳管，两岸和水陆交界地段挖沟埋设。1964年在长纳输气管线永宁河穿越工程和1968年在泸威输气管线二龙口长江穿越工程设计中，均采用复壁管穿越方式。上述3条穿越工程建成投产后，均超过工程设计寿命，仍正常运转。

1968年，在峡渝输气管线江津县黄礁长江穿越工程设计中，提出水下悬链穿越的方案，即变直线穿越为向下游弯曲的弧线穿越，利用钢管抗拉强度远大于抗剪强度的优势，提高水下管道对水流的抗冲击能力。长江中

上游属高流速砂卵石河床，能否采用水下悬链穿越方式，国内外尚无先例。石油部四川设计院先后在长江航道和都江堰水利控制系统进行模拟试验，测定模型在水流作用下的振动。1969年，根据模型试验成果完成长江水下悬链穿越工程设计。设计的水下悬链管道采用直径219毫米钢管，外套273毫米钢管的复壁管结构，管道容重为每立方米2800公斤。在悬链管道两端的锚固墩基础内设置有吸振装置，并在悬链管段中间设有6个加重防振点。1970年，泸州二五五厂的专用供气管线穿越长江工程也采用水下悬链穿越方式。1972年，黄礁长江水下悬链穿越靠北岸处被水流冲断，当即修复；1974年，再次冲断后停用。而泸州二五五厂长江水下悬链穿越管道自建成运营20年，仍能正常运行。实践证明，在河床平直，冲淤变化不大的河段，采用悬链穿越技术，经济可行。

1970年，敷设卧渝输气管线重庆嘉陵江穿越工程时，四川石油管理局基建指挥部已掌握了河流边岸浅水区段进行水下爆破、拉铲、高压水力冲刷等水下成沟的技术，穿越管段采用全断面埋设的方案。此后，1975年佛渝输气管线江津县黄礁穿越、1976年川汉输气管线湖北红花套长江穿越、1977年中德输气管线涪江穿越和川汉输气管线重庆井口嘉陵江穿越等大中型穿越工程设计中，均采用全断面

埋设的设计方案。上述穿越工程建成投产后，凡按设计全部埋入河床稳定层的穿越管道，1990年底仍正常运转；井口嘉陵江水下穿越和江油县涪江穿越，因穿越管道没有全部埋入稳定层，则先后被洪水冲断。

1979年4月，抢建永榕输气管线合江史坝长江穿越工程时，因洪水期即将来临，采用与水流方向成45度的管束斜线穿越方案，以避免河床交错的两个深槽。管束选用一条直径172毫米、壁厚24毫米和两条直径168毫米、壁厚16毫米的无缝钢管，穿越长度835米，在穿越管束的下游采用连续抛石成坝稳管。1979年6月，又在塔宜输气管线红庙子岷江穿越工程中，采用两条直径168毫米、壁厚16毫米的管束穿越方案。由于穿越河流自然条件的差异，前者至1990年仍正常运营，后者于1986年被洪水冲断。

1985~1987年，四川北半环输气干线的渠江、嘉陵江、涪江、北河、中河5条大中型穿越工程，均采用重晶石加重混凝土外套管稳管方法，较复壁管穿越方法简化了工序，缩短了建设周期，节约了投资。

至1990年，四川共设计建成水下穿越长度大于100米的工程97项，掌握了单管裸露、复壁管裸露、水下悬链、复壁管沟埋、管束斜穿、加重混凝土外套管等多种形式的管道穿越江河的设计施工技术，管道水下穿越技术

水平在国内处于领先地位。

### 三、油气管道跨越工程

1960~1961年，在设计巴渝输气管线百节河跨越工程时，根据跨越河段河床是基岩、水浅、便于支架基础、管径较大（426毫米）、跨度较小（140米）的情况，采用多跨连续梁跨越设计方案；一品河跨越和百灵河跨越，根据跨越河段河床不稳定但两岸边坡稳定、管径较大（426毫米）、跨度较小（80米）的情况，采用桁架结构跨越设计方案。桁架跨越，施工维修方便，但跨越能力有限，钢材消耗量较大。

1965~1966年，在巴渝输气管线茄子溪长江跨越工程设计中，根据跨越河段河床不稳定、水深流急、两岸边坡稳定、管径较小（219毫米）、跨度大（全跨长1056米，主跨长472米）、环境风速大的情况，选用悬缆式跨越方案。悬缆式跨越抗震能力强，但只适用于管径小于300毫米以下柔度较大的管桥。1975年12月，在金沙江输气管线跨越工程设计中，亦因跨度大（299米）、管径小（159毫米），再次采用悬缆跨越方式。

1966~1974年，威成输气管线和威成输气复线沿线小型河流跨越，根据跨越段河流的地质情况和跨度大小，设计采用了多种形式的低空跨越方式，有轻型托架跨越、单塔斜拉索跨

越、单管拱跨越、II型钢架跨越。

1975年,设计傅安输气管线南广河跨越,根据跨越管径大(426毫米)、跨度也大(全跨400米,主跨200米)的情况,首次将国内斜拉索公路桥的建筑结构形式移植到管道跨越设计中。此后不断完善,成为四川非地震地区大中型跨越工程的主要跨越方式。该项技术1983年获国家科委颁发的发明三等奖。

至1990年,四川共设计建成跨度30米以上的输气管桥30座。采用了多跨连续梁、II型钢架、单管拱、组合拱、桁架、轻型托架、悬缆、悬链、单塔拉索、斜拉索等跨越方式,设计施工水平在国内同行业处于领先地位。

#### 四、天然气净化工程

1953年,在隆昌炭黑厂设计了四川第一套天然气脱硫装置。

1965年,为开发威远、卧龙河等含硫气田,石油部四川设计院和天然气研究所联合组织脱硫攻关队,选用乙醇胺脱硫、克劳斯硫回收工艺,先后在长寿县新市含气构造、威远气田威2井进行试验;取得建厂工艺数据和操作管理经验后,在东溪气田设计建成日处理天然气15万立方米的装置1套。1966年,在威远气田设计建成日处理天然气70万立方米的装置2套,并取得砵胺法脱硫工艺试验成果,后于1971、1973和1982年分别设计建成威远气田脱硫二厂、卧龙河气田垫江脱硫厂和中坝气田天然气处理厂。

1985~1987年,四川石油管理局天然气研究所试验成功甲基二乙醇胺脱硫新工艺(MDEA);1989年,设计建成渠县天然气净化厂。

1965~1990年,由四川石油管理局勘察设计研究院设计建成的天然气净化厂获国家、省部级奖励4项(次)。

### 第三节 工程施工

#### 一、山地管道

1958年,川中矿务局建筑安装工程大队在东观至南充炼油厂输油管道施工中,将工厂管道安装全部移到野外进行。人工对口,电焊连接,手工浇

涂沥青防腐绝缘层,水试压,人工回填投产。永川化工厂同年在黄瓜山至该厂供气管线安装和重庆市设备安装工程处1961年在石油沟至重庆钢铁厂输气管线安装中,均采用工厂野外化的施工方法。其安装水平低,劳动强度大,施工速度慢;投产后不久,管道时

有破裂,影响正常生产。

1964年2月,四川石油管理局安装工程处(原川中矿务局建筑安装工程队)在邓8—邓10井输气管线安装施工中,管道外防腐在野外集中预制。为提高焊接质量,钢管两端先打坡口再焊接,加快了安装速度。1964年,在长纳输气管线工程施工中,先用酸洗喷砂除锈技术、索道爬犁运管、架设枕木组装对口、空气压缩机空气试压,后在原有集中除锈、浇涂底漆的基础上,增加按测量成果表切割下料、接拚短管、坡口机切削坡口、浇涂沥青防腐层、按顺序编号装车的集中预制工序,预制化程度达94%,现场组装、焊接、试压技术也有所发展。

1965~1966年四川石油管理局基建指挥部(原建筑安装工程处)在威成输气管线安装施工中,采用钢管在工厂集中预制、现场对号入座组装焊接的施工方法。使用了吊钳、吊钩、拖船、拖架、拖车、外对口器、升降调节四脚架、5米5吨下沟器械等施工机具。

1966~1969年,在泸威输气管线安装施工中,管道预制厂建成除锈、浇涂沥青、缠绕玻璃纤维布3道机械化作业线;1967年,建成两条载重3吨的架空索道,实现管道装卸作业机械化,并采用双互式胎具连接管段,形成连续预制作业线。

1970年,制成活动连续接头,成

倍提高管道预制速度,管径159毫米以上大小管道均可连续预制;在卧渝、威五等输气管线安装施工中,采用X射线技术抽查焊口质量。1978年以后,普遍推广应用活动发电房,不再沿管沟设置电力线。

1978~1980年,油气田建设指挥部先后在中德、佛渝等输气管线的安装施工中,应用结507焊条全方位下向焊接技术,与手工电弧焊相比,提高工效35%,节约焊条20%,获四川省发明三等奖,很快在全川推广应用。1979年研制出电动坡口机,加工坡口光洁度好,提高工效30倍;1981年研制出便携式焊条电保温箱。

1985年,油气田建设工程公司在四川北半环输气管线安装施工中,应用该公司研究所1984年6月研制成功的WJZ型管道自动埋弧焊接技术进行管道外环缝自动焊接,推广XXZ—1505周向X光机透视抽查,并按《GB3323—82钢射线照像及底片等级分类法》进行评片。添置司各特汽油直流焊机,配备角向砂轮、焊条保温筒、气冷氩弧焊把等一套轻便焊接工具,自制的卧式液压阀门试压机替代过去的盲板单面试压工艺,开发应用自动埋弧焊、大口径弯头整体预制技术。

1986年,从国外引进直径529毫米的气动式内对口器和PB6—20型弯管机。1988年,油气田建设工程公司在青海尕斯库勒油田管道施工中,第

一次在直径89毫米以下小管径和变径管道内采用衬水泥砂浆防腐层的施工技术。

1989年11月,油气田建设公司研究所开发出WDKQ219型不可调外对口器和WDKQ219型可调外对口器。使用不可调外对口器,可保持径向不变,不需点焊,一次连续焊完,特别适于下向焊操作;可调外对口器适用于电弧焊、氧乙炔焊及点焊操作。上述两项管道对口器的开发应用,节省了人力、物力,提高了组装焊接的质量和速度。

## 二、水下管道

在古代自流井、贡井竹木输气管道穿越河流的施工中,常采用人工筑坝拦水,开挖管沟或砌筑石槽,将竹木管埋于沟槽之内,上覆石板,然后拆去拦水坝,恢复河流原状的办法施工,只适用于小溪小河。

1960年,川中矿务局建筑安装工程处在南充市嘉陵江水下穿越管线施工中,第一次采用轨道式小平车发送道,分段预制、组装、焊接试压,通井机牵引拖管过江的安装方法。穿越管线按设计预先在河床表面形成向下游弯曲,弧高20米,然后用高压水力冲刷沙质河床,边冲边沉至设计位置,待自然回淤之后压以石笼稳管;在边岸砾石河床地段,则采用爆破成沟的方

法。1961年在遂宁县桂花镇输油管道涪江穿越和巴渝输气管线重庆茄子溪长江穿越、1962年在纳溪县城输气管线永宁河穿越等施工中,均用这套施工方法。

1963年,四川石油管理局建筑安装工程处在重庆茄子溪水下穿越管线重建工程施工中,由过去的单层管裸露敷设方式变为双层复壁管裸露敷设方式,穿越管线的重量成倍增加,遂用滚轴式发送道拖管过江的安装方法。在左右两岸,小粒径河床采用挖泥船挖管沟;大粒径卵石河床,则用自制拉铲(俗称索缆式耙斗,拉铲容量0.5~0.8立方米)装置在锚定的木驳船上,在岸上设置5吨双筒卷扬机,用钢丝绳连接带动拉铲,挖出深2米、底宽4米、上游边坡1:5、下游边坡1:2的管沟。并采用爆破松动、拉铲成沟的方法,工效成倍提高。

1964年,在长纳输气管线永宁河水下管线施工中,由于穿越河段两岸地形陡窄、穿越管段仅84米、施工段流速小于1米/秒,采用河水飘浮旋转过江的安装方法。此法不需设置发送道及牵引动力设备,节省费用,但不适用于江面太宽、流速较大的河段。

1966~1968年,在泸威输气管线江安县二龙口两条穿越长江的水下管线施工中,根据两岸地形起伏大的情况,I—I线采用滚动管架式发送道拖管过江的方法,在右岸设置5台通

井机、3台卷扬机为牵引动力,用直径42毫米的钢丝绳联接牵引过江;在Ⅱ—Ⅱ线以裸露爆破与拉铲相结合的办法开挖水陆交界地段的管沟,其靠左岸水下50米宽的砂质河床仍采用高压水力液化沉管法,并将4~6个钢筋石笼捆成一体,用大型浮吊机动船投放,以提高稳管石笼的抗冲能力。

1978年,在中德线涪江穿越管线施工中,采用了两种形式拉铲、两道工序成沟的方法,即先用齿形拉铲拉出20厘米以上的大卵石,再用蟹形拉铲拉出20厘米以下的小卵石。石板河水下穿越管线施工采用双向拉铲开挖的方法;杨邓线沱江水下穿越管线施工则在4~5米长的竹排上串联炸药包,用木船移至管沟中心线沉入江底,起爆成沟,架空线牵引拖管过江。

1979年,佛渝输气管线江津县黄磛长江水下穿越管线施工,因设计要求全断面埋入砂卵石河床的稳定层内,采用拉铲开挖、气举清理成沟的方法施工。开挖半月之后,意外碰遇基岩,改用裸露爆破,拉铲清理成沟方法。后在拉铲清沟中,又遇不少的大石块(最大约4立方米),拉铲无力清理,又改用16吨汽车吊清理,第一次在长江挖出一条全断面的水下管沟。佛渝输气管线重庆井口嘉陵江水下穿越管线施工采用平衡拉铲开挖水下管沟的方法,挖出的水下管沟中心线与设计中心线基本一致。

1982年12月~1983年6月,佛渝输气管线合江赤水、习水河汇流段水下穿越管线施工中采用气举吸泥法开挖水下管沟,借用桥墩基坑开挖的气举吸泥设备,自制组装成水下管沟气举吸泥船,用88千瓦的机动船拖运。1983年1月,开始气举吸泥挖沟试验,运转314小时,挖出土方4240立方米,吸出石块的最大直径为350毫米,最重20公斤。试验成功后,立即投入水下管沟开挖。在气举吸泥挖沟过程中,遇有基岩时,则辅以水下钻孔爆破开挖。1990年,在重建泸威输气管线江安县二龙口长江水下穿越管线的施工中,将气举吸泥法用于砂卵石河床,扩大了气举吸泥法的应用范围。

四川油气管道水下穿越管线的施工技术,已形成了适应不同河床的水下爆破、拉铲、高压气举吸泥和水力液化等水下成沟和管线发送牵引过江、飘浮旋转过江等安装方法。

### 三、空中管桥

1961年,重庆市设备安装工程处在巴渝输气管线百节河、一品河、百灵河3座小型河流跨越管桥施工,因是低空小跨度的梁式结构管桥,河水浅,采用陆上就地吊装就位焊接的办法。

1965年,四川石油管理局基建指挥部在巴渝输气管线重庆茄子溪长江跨越施工中,采用整体吊装塔架、高空

拖管过江方法,即分4节组合成整体塔架后,用两台卷扬机吊装;塔架吊装就位后,用机动船牵引主索过江,架设于塔顶,再进行高空拖管过江作业;拖管设施就序后,在地面根据发送台的长度,预制成40米或20米长的管段,边运往发送台,边焊接,边拖管;拖管结束后,南北两段管线在北岸塔顶碰头安装就位。高空拖管过江安装方法施工安全可靠,不影响通航。

1977年施工的佛渝输气管线合江县赤水河、习水河跨越管桥,其赤水河段全跨长325米,主跨196米,两岸边跨各78米,两塔架高各22米,重12吨;习水河段全跨210米,主跨111米,两岸边跨各49.5米,两岸塔高均为14米,重7吨。管桥为斜拉索—悬索结构,管径大(720毫米),采用工厂预制、悬索起吊、低空拖管过江的安装方法。即铁塔在工厂预制成部件后运往现场,安装就位后安装悬索,在发送道上组装焊接管段,顺发送道沿悬索下方水平牵引拖管过江。

1982~1983年施工的中德输气管线涪江跨越管桥全跨620米,主跨320米,两岸边跨各150米,跨越管径720毫米,两塔架高各50米,再生腹杆锥形塔架,斜拉张管桥结构,采用双人字杆台吊塔架、预张拉斜拉索、大型走线拖管过江的安装方法。塔架整体组装焊接,一次抬吊就位;跨越管线现场焊接预制成30~80米的管段,逐段吊

上发送架,逐段发送过江,用大型走线吊装就位,形成拱形,拱高0.5米;边跨用两塔抬吊就位;跨越管件全部就位后,在东西两岸同时用卷扬机由远到近将斜拉索逐根拉紧固定。

魏荆输油干线汉江跨越管桥全跨长1045米,中跨长500米,北跨长320米,南跨长225米,管径475毫米,两岸塔架高均为70米,重120吨,南塔位于河堤内,北塔位于江心,采用桅杆式铰接塔架,大跨度斜拉索管桥结构。1983~1984年施工,采用气举吸砂器开挖塔架基坑以及格构式抱杆、人字架群、跑车走线等综合技术。铁塔整体组装后,用人字架和格构式抱杆抬吊到塔铰高度与塔基连接;跨越管道在南岸设置80米长的发送道,北岸设置120米长的发送道;在南北两岸锚固墩之间,设置跑车吊装走线,用直径52毫米的钢丝绳作承重索,每隔24米设一吊点,用吊车或走线逐段吊上发送道发送,用D-80A型拖拉机牵引过江;边跨段在地面预制试压后,每隔30米设一吊点,用人字架群一次抬吊就位。在该跨越管桥安装施工中,全面应用和发展了四川自1961年以来管桥安装所积累起来的经验和技能,并于1985年首批获中国建筑行业最高奖——鲁班金像奖。

四川石油管理局油气田建设工程公司掌握的一套整体吊装塔架、岸上组装管段、空中牵引管段过江的管桥



安装方法,在国内处于领先地位。

#### 四、厂站

1958~1961年,四川选油站的安装施工全用手工作业工具。

1964~1967年,在长纳线集输场站施工中首次采用机械吊装和全位置固定焊的安装技术,非标设备则在工厂预制。这套安装技术一直沿用至1977年。

1978~1979年,油气田建设指挥部在佛渝输气管线的11座输气场站安装施工中,采用小型撬装施工方法,减少了现场安装工作量,省去混凝土基础工程。

1979~1981年,油气田建设指挥部在川东天然气净化总厂工程施工中创造了多项安装纪录。重174吨、高32米的萨菲诺脱硫吸收塔,日方设计要求用300吨大吊车吊装。因当时国内还没有大型超重吊装设备,改用卷扬机牵引、钢排溜放、双抱杆机械群的吊装方法,于1979年8月29日安全准确吊装就位,创造了用小型机械群吊装大型设备的先例。吊装高90米、重152吨的尾气处理装置和100米高的尾气烟囱,日方设计要求整体总装后吊装,但因施工场地所限,无法实施整体吊装,遂采用分段倒装法,将尾气处理装置迅速准确吊装就位。吊装1700立方米液硫罐,日方设计要求用正装法安

装,但在当时的具体施工条件下,正装法施工不安全,质量难以保证,仍采用倒装法,迅速安全吊装就位。安装重19吨、功率826千瓦的溶液加压泵和重20吨(功率680千瓦)的压风机施工中,日方设计要求在起吊安装过程中,必须一次准确无误,绝不能对机座键槽有丝毫损伤。采用4个倒链拱抬起吊、空中水平仪找正、平衡就位的吊装方法,一次吊装成功。根据日方设计提出的焊接质量标准,油气田建设工程公司使用了5项焊接新技术,确保了焊接质量:一是用YF-28E焊丝气体保护打底焊接技术;二是按JISZ2343标准推行渗透检查技术;三是采用角向砂轮清渣技术;四是采用指形元件电阻加热低温退火技术;五是采用日方提供的轻便气冷式RF-250FG-B型X光机照片技术。

1987~1988年,油气田建设工程公司在渠县天然气净化厂施工中,厂站安装技术又有所发展。在高100米、重86吨的大型框架结构的尾气烟囱安装中,采用整体吊装法;在塑料筑炉施工中,采用毛坯入炉、满模浇筑耐热碱的方法,提高工效1.5倍;在大型塔类设备施工中,采用两木搭代替桁架桅杆的吊装方法。完成了该厂大型自动控制仪表的安装任务。

1990年,在磨溪气田厂站工程施工中推行撬装施工方法。

