

第三篇

油气田开发

四川是世界上最早开采利用天然气的地方。西汉扬雄《蜀都赋》载：“铜梁金堂，火井龙湫”。^①《蜀王本纪》载：“临邛有火井，深六十余丈”。有关临邛火井的记述，史不绝书。三国张华的《博物志》载：“临邛火井一所，从（纵）广五尺，深二三丈”。东晋常璩的《华阳国志·蜀志》亦载：“临邛县，郡西南二百里”。“有火井，夜时光映上昭。民欲取其火，光（先）以家火投之，顷许如雷声，火焰出，通耀数十里。以竹筒盛其光藏之，可拽行终日不灭也。井有二水，取井火煮之，一斛水得五斗盐；家火煮之，得无几也。”北宋乐史的《太平寰宇记》卷八十引《陵井盐图经》谓：陵州（今仁寿县）“陵

上有井，名陵井”。“若以火坠井中，即雷吼沸涌，烟气上冲，溅泥漂石，甚可畏。”《新唐书·食货志》载：“蒲江火井有盐”。南宋王象之的《舆地纪胜·遂宁府景物》载：“火井在长江县（今蓬溪县）客馆镇之北二里伏龙山下”。元马端临的《文献通考》载：“宋太宗端拱元年泸州盐井竭，遣工人视，忽有声如雷，火焰突出，工被伤。”明何宇度的《益部谈资》载：“火井，邛州、蓬溪、富顺咸有之。”清刘献廷的《广阳杂记》载：“川东盐井，取之较易，且有火井，以助煎熬。”清《皇朝经世文编》卷五十收录温瑞柏的《盐井记》载：自流井“气上冒，声四起，非战而群器贯耳，不雨而黑云遮天。”清李榕的

^① 铜梁山在汉宕渠县（今渠县），金堂山在汉新都县（今新都县）。古人称天然气井为火井。

《自流井记》载：“火之极旺者曰海顺井，可烧锅七百余口。水火油三者并出曰磨子井。水油二种经二三年而涸，火可烧锅四百口，经二十余年犹旺也。”“成德井火气熏人至死，可烧锅五百余口，然经年水火并涸矣。道光初年见微火，时烧盐者率以柴炭，引井火者十之一耳。至咸丰七八年而盛，至同治初年而大盛”。

古代四川的采气技术在上世界上也处于领先地位，形成一套裸眼井、敞井口、无阻流量开采和木、竹、石结构的采、集、输气工艺技术设备。采气流程为：井内天然气流经井口，进入具有降压、配风、混合、气水分离功能的井口装置“窠盆”，再沿出山枳（输气管线）经各级出山桶（具减压作用）输往各用户。明宋应星的《天工开物·井盐》载：“西川有火井，事甚奇。其井居然冷水，绝无火气，但以长竹剖开，去节合缝漆布，一头插入井底，其上曲接，以口紧对釜脐，注卤水釜中。只见火意烘烘，水即滚沸。启竹而视之，绝无半点焦炎意。未见火形而用火神，此世间奇事也。”书中附有井火煮盐图。清乾隆《富顺县志》卷四亦载：“火井，在县西九十里（原注：即自流井）。井深四五丈，大径五六寸，中无盐水。井气如雾，蓬勃上腾，以竹去节入井中，用泥涂口，家火引之即发。火根离地寸起，甚细，至上渐大，高数尺。光芒异于常火，声隆隆如雷般地中。周围砌

灶，盐锅重千斤，嵌灶上煎盐，亘昼夜不息；如不用，以水泼之即灭；或欲别用，以竹筒通窍引之，可以代薪烛。”1881年编成的《四川盐法志》卷三详细记载了四川天然气开采技术，并附有深井天然气煮盐图，有自流井置窠（即铺设天然气卤水管线）的记述：“丘挡多水，龙新两挡多火。丘挡距龙新挡十余里，……中阻大河，沿途多山。因以大斑竹或楠竹通其节，用公母笋接逗，外用细麻油灰缠缚，明暗高低，相地势为之。或以此山与对山若高数尺，即将窠埋土内，由此山达彼山，谓之冒水窠，不藉人工马力，亦可冒六七里。”在管线“每接续转折处则置盆，曰窠窝”。至于“渡水之窠，则于河底掘沟置窠，凿石为槽复其上，又用敞盐锅镇之，以防水涨冲激”。《自流井记》记载自流井天然气卤水集输管线亦云：“水、火之窠皆以竹，火窠有用木者。窠外缠竹箴，……油灰渗之，外不浸雨水，内不遗涓滴。高者登山，低者入地，……虽长虹饮涧，秋蛇之赴壑不能状也。”自流井的浅层天然气，在公元1600年前后得到相当规模的开采，1850~1950年的百年间，自流井气田累计采气达300亿立方米。

1939~1945年，四川油矿探勘处在石油沟、圣灯山两个构造各获气井1口，使用现代简易的采气工艺和设备，相继投入开采，天然气用作公共汽车和轮渡的动力燃料或熬盐燃料，到

1949年底累计采气3593.6万立方米。

1950~1957年,四川尚无油田,天然气的开采主要集中在石油沟、圣灯山、黄瓜山3个气田,主要产气层是三叠系嘉陵江组。单井采气,工艺比较简单,就近直接供用户使用。天然气主要用于生产炭黑,其次用作燃料。8年间共采气1.32亿立方米。

1963年,四川第一条天然气长输管线巴渝线建成投产,开始向重庆市供气,气田开发工作逐渐走上正轨。1965~1966年,四川天然气年产能力大幅度提高,发展了多井集气工艺,集气设施亦有很大改进。1958~1966年共采气78.2亿立方米。

1967~1979年,经过大量的生产实践和科学研究,初步掌握了碳酸盐岩裂缝性气藏的勘探开发规律,先后发现中坝、福成寨、张家场等一批储量较大的气田和川东石炭系气藏,推广使用弹性二相储量试井方法,收到早期快速预报气藏储量、确定气藏产量、合理开发气田的实效。低温分离多井集气工艺,使高含硫高含凝析油气藏得以投入开发,天然气的年产量以15%速度增长。1979年年产气达到64.7亿立方米,比1966年的11.6亿立方米增长了近4倍。但高速采气导致储采比例失调,由1966年的58:1下降到1979年的16:1。1967~1979年共采气426.8亿立方米。

1980年,为扭转储采比失调,相

继编制实施了卧龙河、中坝、威远、张家场、福成寨等一批重点气田的开发、试采方案和傅家庙、牟家坪、黄家场等一批老气田的开发调整方案,力求新老气田都做到科学、合理、正规开发,以保证气井、气藏、气田的产量接替,从微观到宏观控制气产量稳中有升;1980年后,调整了天然气的工业产量,由1979年的64.7亿立方米降为1982年的52.45亿立方米。1983年起,在川东石炭系气藏勘探取得突破性进展,每年的产气量又以1.5亿立方米的速度上升。1990年,全川76个气田全部投入开发,年产气量恢复到66.21亿立方米,接近历史最高水平,储采比亦增长到28:1。天然气主要开发区逐步移到盆地的东部。

1980~1990年,引进了一批国外工艺技术和装备,促进了采气工艺的发展。出水气田发展了机排、化排、更换小油管的排水采气工艺技术,低压气井发展了高低压分输和压缩机增压采气技术,对碳酸盐岩低渗透层的改造,完善了酸化解堵、压裂酸化、分层酸化和深穿透压裂酸化技术。

1950~1990年,全川累计采出天然气工业产量1155亿立方米。

四川油田开发从1958年开始至1960年,川中石油会战获得8个油田,原油产量从1.5万吨上升到14.9万吨。当时对油田性质不够了解,用大油嘴、大压差强化开采,导致油田严重受

损,1964年产油量降至2.6万吨。1965~1966年,钻获油田2个,并推广桂花吉祥试验区小油嘴、小压差、井底流动压力尽量控制在饱和压力下采油的经验之后,产油量回升至3.6万吨,1974年达到年产油8.8万吨的水平。1978年后,相继发现3个新油田,油田开发采取“高产(井)求稳,低产(井)求产”的原则,加强油田区块管理,稳定

了原油产量。1990年,全川13个油田年产油16.2万吨(包括凝析油)。历年累计产油268.5万吨。由于油田分散,产量又低,采输工艺一直采用就地分离,油罐储油,汽车运至炼油厂。1978年以后开始回收油井伴生气,1990年将70口油井伴生气通过各种管网连通外输或民用,当年产气2800万立方米。

第一章 气田开发

第一节 气藏工程

四川盆地由于地层沉积韵律的多次出现,从震旦系到侏罗系共发现工业气层20个,一个气田往往有两个以上的气层。天然气主要储集在碳酸盐岩,其次是砂岩地层中。震旦系至中三叠统以海相碳酸盐岩为主,上三叠统至第三系以陆相碎屑岩为主。据260个油气藏统计,碳酸盐岩油气藏227个,占87%。在20个工业性气层中,震旦系、中石炭统、二叠系及中、下三叠统是四川主要气层组。其基质岩块孔隙度、渗透率都较低,碳酸盐岩平均孔隙度仅有1.7%,砂岩平均孔隙度为5.4%,两者渗透率一般都小于0.001平方微米。早在公元1840年前后自流井的采卤过程中,对三叠系嘉陵江组的储层特征已认识到:“立缝见火、横缝见水”和“有火有卤必有缝”。但形

成较完整的科学概念是1955年由四川石油探勘局自流井专题研究队提出来的。自此裂缝性气藏这一术语在四川广泛采用。与此同时,四川石油勘探局成都研究所通过对岩心的微观分析,结合流体水动力学的研究得出:三叠系嘉陵江组储集层中孔隙对天然气储集起决定性作用,而裂缝则对油气的渗滤起决定性作用。即碳酸盐岩油气层具有双重介质的渗流特点,油气在流动时先由基质岩块渗流到裂缝,再由裂缝渗流至井底。四川气田普遍有地层水,一般在气藏开采的中后期产出。但无论是边水或底水都是封闭性的,水体有限,其弹性能量亦有限,这是开展排水采气工艺的地质基础。已获76个气田,单个气田储量小而分散是其又一特点,储量超过100亿立

方米的仅有7个，平均单个气田储量在几到几十亿立方米。天然气质以干气为主，多含硫化氢，三叠系气藏普遍含有少量凝析油。

一、试井

古代四川的天然气试井技术的起源年代已不可考。据申力生主编的《中国石油工业发展史》第二卷《近代石油工业》记载：1840年前后，四川自流井气田普遍使用“通天视”和“亮筒子”试气。当所凿井“见功”后，“欲知其火力强弱，则需对其测验，以定煎盐锅之多少。”最早的试井工具称“通天视”，为一长约1.5丈（约5米）的竹管，距下1.5尺（约0.5米）处，以稻草扎成长约1.5尺（约0.5米）的倒立锥形草把，直径略大于井口。将其插入“见功”气井井口，天然气则由通天视冲出。在视上端放一碗或钵，视其被气冲出的高度，推测井内气压、产量之大小，进而决定设置“亮筒子”的数量，以便进一步测试该井的气产量。“亮筒子”系用砖或石砌成长方直角形之烟囱多个，上端插入长约9寸（约0.3米）的铁管，用盐水泥巴固定；亮筒一般每堆插9根，以多插为宜。天然气由视管引至烟囱底部，并由各分管逸出，逐堆点火，观察各分管的火焰颜色、焰长、声响，以估算火井产量大小，火焰蓝而清亮，呜呜有声，焰高1尺（约0.3

米）者可烧锅1口。天然气产量则由烧锅口数来约计。

民国时期，四川自制了一些测试工具，试井技术有较大进步，从主要依靠经验估算产气量发展到使用仪表测量，计算产量，以至求出气井的产气方程式。但所用仪表精度较差，测试的次数也不多。1934年，国防设计委员会、中国工程师协会组成四川考察团，洪中等人首次采用“细孔测压器”（Orifice—metre）在自流井郭家坳区的福明井、双全井择其火灶检修之际，对停火灶天然气流量进行测量，求得每一火灶24小时天然气流量为300立方英尺（约8.5立方米），当时自流井、贡井地区共有火灶7060口，每日天然气总产量为211万立方英尺（约6万立方米）。1938年，西南经济调查合作委员会组成四川经济考察团，重点对自流井、贡井地区的盐、火井进行考察，采用“毕托管”原理自制流量计，择各区旺井进行测验。天然气产量用两种方法计算：一是以煎盐巴锅每日耗气3000立方英尺（约85立方米）为标准，二是以产一担花盐和火巴盐各耗气为1072立方英尺（约30立方米）和2044立方英尺（约58立方米）为标准。按全区盐锅总数和产盐总数，分别获得自贡地区24小时天然气产量为1355万立方英尺（约38万立方米）和914万立方英尺（约25.9万立方米）。由于煎锅数时有增减，后者较前者可靠。

1939年8月,重庆动力油料厂夏勤铎采用动静压联合管流量计测试石油沟构造巴1井的天然气量,测得该井最大关井压力106大气压(约10兆帕)、天然气绝对无阻流量50万立方英尺/日(约1.5万立方米/日)。这是四川首次进行的高压气井试井。1947年11月,四川油矿探勘处在圣灯山构造隆2井进行回压法试井,用指数方程式整理出该井产气方程。这在国内尚属首次。

1955年6月,四川石油探勘局规定气井试气时油管下入的深度、试井步骤、仪表校验要求、资料整理方法和反映试井成果的各种图件,还规定天然气量计算的标准状态是20℃、1个工程大气压。1956年,四川石油勘探局中心试验室在研究天然气试气速算曲线基础上,编成速算图版,简化试井资料整理工序。1957年,由胡砺善编著的《天然气开采试井实用计算》,进一步在理论和实用两方面作了阐述,对现场采气、试气起了指导作用。

50年代,试井仪表和装备尚难满足实际需要。测量井口压力最早仅有一般的压力表或标准压力表,1957年开始用静重校表仪实测井口压力,压力读数和分辨率均有所提高;测量井下压力用从苏联进口的井下压力计,1959年进口渠道中断后,全部改用国

产仪表;计量装置采用垫圈式流量计、毕托管流量计和临界速度流量计;试井设备是手摇式绞车,用钢丝悬挂井下压力计和温度计测量井下的压力和温度。1958年6月,阳高寺气田1号井第一次试井时,井场流程为:井口闸—油嘴—针形阀—两级立式分离器—计量装置—天然气放空。1958年,四川石油管理局成都试验研究所将圣灯山、石油沟等气田的100余井次的井下实测温度结合自流井的卤水井实测温度,求得四川油气田的地热增温率为:地下每增加41.5米,地温增加1℃。这一成果在四川试井工作中一直沿用至70年代末。

1963年,四川石油管理局石油科学研究所开始研究新的试井方法,减少放空资源浪费。通过阳高寺、邓井关气田的气井关井压力恢复曲线,求得的生产方程式和地层流动系数,与稳定试井十分接近,从而提出川南气田可以采用“不稳定试井”方法。在东溪气田低渗透气层气井进行的等时试井,也取得较好的效果。与稳定回压力试井法相比,均有放空气量少、试井周期短的优点。

在1966年“开气找油”会战中,四川石油管理局进一步研究了120余口气井的稳定试井资料,发现利用比压力和比产量^①方式绘制的相关曲线,

① 比压力=测试一个回压点井底压力/测试井地层压力。比产量=测试一个回压力点产量/气井绝对无阻流量。

所有测试点沿一条抛物线有规律分布。利用这条曲线,气井可以只测试一个回压力的产量和压力,便能求得该井的绝对无阻流量,进而确定该井的合理产量。最初称这一方法为“经验曲线法”,1979年西南石油学院编写的《钻采地质》教课书中,称这一方法为“一点法试井”。此法一直沿用至1990年。

1976年,四川石油管理局和四川大学合作,利用电子计算机技术和现代数学方法,首次求得裂缝—孔隙地层模型渗流微分方程两个定解问题的精确解,并研究了地层参数对压力恢复曲线及压力降落稳定试井的影响,是不稳定渗流理论的突破。1978年,四川石油管理局地质勘探开发研究院编写《四川裂缝性气井试井方法及应用》,对试井原理和方法作了系统阐述,介绍了气井不稳定试井在气井储量预报、酸化预报、求地层压力和产气方程式的应用及实例。

1980~1981年,川东矿区为解决高压气井在试井关井过程中压力自动下降的问题,在相国寺气田采用SW-150型双金属片温度计,对7口井连续记录不同深度的温度,同时采集了当地气象台站上千个地面大气温度数据,发现井内温度与井深并非单呈直线关系,而是上段为双曲线、下段为直线的关系,与计算压力相差0.2~0.3兆帕。基本搞清高压气井关井后

压力降的主要原因,是井内温度变化所引起的。

1975年以后,国产试井仪表和设备有长足进步。井下温度计可进行连续自动记录温度,并有井下取样器、井下回声探测仪等。为确保仪表质量,气田普遍使用井下压力计的标定装置。井下压力计、温度计卡片的测读,由放大镜、钢板尺更换为精度较高的专用读数台镜,精度达到0.01毫米。

1981年,四川气田第一次使用美制KPG-3型井下压力计,精度级别为0.2级。同年,四川石油管理局与宝鸡石油机械厂合作研制出DSC-5000型电缆式试油车,与四川钻采设备厂联合研制出SJ-350型试井井架车,成为国内自制的第一套电缆试井装置。使用该设备在川中地区及相国寺气田60余口油气井作业,获得成功,尤以地面直读和连续测压,显示出该装置具有机械压力计无法比拟的优点。1983年与大连钢厂联合研制成功DL-659型抗硫录井钢丝,填补了国内空白,结束了近20年依赖进口、且数量上不能满足要求的历史。

1984年10月,四川石油管理局召开试井会议,要求试井工作不仅要确定气井的生产能力,还要在6个方面为油气勘探开发服务:①进行完井评价,定量解释井的污染情况及井的完善程度;②确定油气井产量,计算油气层流动系数及采油(气)指数;③测试

了解油气藏边界；④提供油气藏数值模拟参数；⑤生产动态监测，测定油气藏地层压力、流量、产能变化；⑥各类井的措施效果检查。

1985年，在使用世界银行贷款进行的“威远气田诊断性研究”项目中，列入雇请国外试井公司参与技术服务的内容。1986年12月~1987年6月，美国佛洛彼托公司先在室内进行技术培训，后在威远气田和双龙、板桥（板东）气田进行12口井16井次的现场技术服务，采用高精度电子压力计井底测压，地面直读资料由计算机及时处理并用现代试井方法分别求出各井的储层特性参数、储量及简要分析，为威远气田的诊断性研究提供了重要数据。该项目的实施，引进西方现代试井技术，培训中方工程技术人员。项目结束后，川西南矿区试井队基本掌握了电缆式试井作业和计算机解释技术。根据贷款程序，1986~1988年共引进价值155.1万美元具有国际先进水平的试井成套设备和仪表及解释软件，提高了四川试井工作的硬、软件技术水平。到1988年5月，先后引进的有美国ICT公司及CECO公司的电子压力计、计算机系统及试井解释软件、自动标定系统、双滚筒电缆式绞车、工作压力70兆帕的全套试井井口设备、机械压力计、温度计等。

1986年，美国国际开发合作署贸易发展规划办公室赠款55万美元，资

助《四川碳酸盐岩储集层气井试井解释和应用可行性研究》，验证现代试井技术、设备对四川的适用性。合同于1987年11月~1989年10月执行，由美方科学技术软件公司（SSI）和地球物理研究公司（GRC）联合承包，派出试井专家来川考察、举办讲座，并对川南矿区4口气井进行现场不稳定试井作业。中美双方在美国丹佛SSI公司进行资料处理（包括中方另行提供10口井的资料）和室内分析研究。在处理气水井的测试、高压气井的测试、低渗透气井的测试等方面都有较大收获。

1988年，四川石油管理局研制成功高压气井的主要试井设备，计有：①GSG-35型钢丝试井井口装置，井口工作压力提高到35兆帕，采用分段组装结构，可以适应任何一种机械式井下压力计。②特种钨合金加重杆，由于采用不锈钢外壳，具有抗硫特性。③与核工业部五二五厂合作研制成功国内第一台液压试井车，该车具有良好的过载保护功能，能适应钢丝试井打捞、投放井下工具等多种钢丝作业。

1989年5月为进一步推动现代试井分析方法，四川石油管理局委托西南石油学院举办气井试井解释软件及试井理论培训班，培训试井技术干部。自此，四川气田全面开展了现代试井理论分析方法和现代气井试井工作。

1990年底，四川在用的试井车有27台，并在自贡市建立了0.01级的高

精度压力标定室。各矿区基本上配备了足够数量的、以进口0.2级为主的机械压力计、温度计、回声仪及恒温标定系统,可以进行井口压力35兆帕钢丝试井及井口压力70兆帕的电缆试井作业,作业井深可达5000米,并能抗硫化氢腐蚀。

1982年,四川开始应用生产动态测井技术,采用湖北沙洋仪表厂生产的SC-2型四参数生产测井仪。1982年5月~1983年5月,雇请法国斯伦贝谢公司在川服务期间,进行了5井次生产动态测井,其中在中坝气田的中64井和老翁场气田老12井所获资料,澄清了产层位置及流体性质。1984年6月引进美国吉尔哈特公司DDL-Ⅱ型、1986年引进DDL-Ⅰ+型、1987年引进DDL-Ⅲ型生产测井仪,这些仪表一次下井可获得套管接箍深度、气水流量、流体密度、井温、压力等资料及其相关曲线。资料解释已由单井评价逐步转向气藏综合评价。

二、气藏动态分析

古代自流井气田在采卤采气过程中观察到“地火脉络相通,此井出火过多彼井即微”的现象,称之为“通腔”。在开采动态上表现为“某井与相邻咫

尺之井没有通腔关系,却与该井相距数百及至数千米以外的井息息相关。”^①揭示了碳酸盐岩裂缝性气藏储层的非均质特征。在当时为了证实这一动态现象,还进行了类似现代水动力学的井间连通试验:“一日某井以粗糠和水而入井试之,果由他井吸出”。据此在开凿新井时就不得不审慎地选定井位,并提出:“开火井勿集中一隅,因二井火气同来一源,此盛彼衰”。对于卤火同产井,当时亦有详细记载:“如水大则气为水柱所压,不易上升或窒息,需经常以笕筒汲之,火气始能维持不断,否则将呈现衰竭现象,有昼夜汲水不停者”。气水同产井的排水采气的认识即始于此。关于影响火井开采寿命长短的因素,当时分析认为有:“因岩层缝隙日久封塞,或潜水之移动渗入气层”等地质因素和管理不善或岩石及器具坠井等人为因素。

1958年前,以无阻流量的30%定为气井的合理产量。1959年,四川石油管理局成都研究所首次提出动态分析应包括对地质层与水动力系统的划分,并以“地层不出水,不出砂,以最小的压差采出最大的气量”作为核定气井合理产量的原则。1960年,通过邓井关气田嘉三气藏动态分析,对气井合理产量修正为:“合理产量应根据气井试井结果,视其产能达到的范围,

^① 林振翰:《川盐纪要》,商务印书馆民国8年再版本。

其上限是气井的无阻流量，下限是试井规定的最大孔板流量，在此范围内只要气井不出砂，不出水，皆可做为该井合理产量”。1961年5月，四川石油管理局川南矿务局将气井划分为高渗透气井（无阻流量大于30万立方米每日）、中渗透气井（无阻流量在20~30万立方米每日）和低渗透气井（无阻流量小于20万立方米每日），其合理产量分别为该井无阻流量的30%~40%、20%~30%及20%，对应合理产量的井口压力，分别控制在最大关井压力的85%以上、65%及不小于50%。对于气水同产井，还应防止形成水锥，取开采中产水量最少，产气量最多，井底压差小的产气量，作为气水同产井的合理产量。同年，为进一步探索碳酸盐岩裂缝性气藏开采规律，石油部副部长李人俊指示在阳高寺气田1号井进行强化采气试验，以年采气速度28%开采。强化采气3个月后，阳1井日产量从50~60万立方米递减至38万立方米。强化采气期间经多次系统试井，结果证明：碳酸盐岩储层结构较为紧固，开采中没有见到产层出砂、垮塌等现象；产层渗透性随开采进程逐渐变好；气藏内部明显存在着与构造部位、断层展布有关的高低渗透区；当高渗透区形成低压后，压力降落储量

曲线明显地反映出低渗透区气源向高渗透区补给（移流）的现象。但强化开采对气井却是一种超负荷生产，气井稳产期极短。

1963年，对四川碳酸盐岩裂缝性气藏动态分析有了进一步认识：气藏在未钻探前，其流体分布、几何形态呈一定的静态展布；气藏一旦投产，气水分布即发生变动，应采取有效的办法，使之向有利于开采方向发展，尽可能多的采出天然气，否则可能引起暴性水淹和气藏分割。

1964年，开始在试采阶段利用生产动态分析成果按季、年对气藏提出配产方案，并首次在邓井关三叠系气藏的储层研究中，划分裂缝系统^①。1973年，根据四川已投产的29个气田的大量生产实践资料，总结出采气速度大于10%、等于10%或小于10%时，稳产年限分别为2~4年、5年和10~17年；当裂缝系统的储量大于20亿立方米时，采气速度应低于6%~8%，稳产可达10年；储量在10亿立方米时，采气速度可增加至10%~20%，稳产5~2年；具有边底水的裂缝系统，采气速度应控制在10%以下。当时约占气藏总数47%的有水气藏，地层水多属封闭型的弹性水压驱动，除已普遍采用气井生产保持产气量、压力、气水比

^① 四周和上下都被低渗透或不渗透层所包围的渗透体，称之为一个裂缝系统。它是构成气田开发中动力场的地质基础。

三者相对稳定的“三稳定”排水采气管理方法外,气井一旦水淹即进行人工举升、化学排水、堵水等工艺使气井复产。针对四川气田纵向上多产层,横向上多裂缝系统的地质特征,提出在钻开发井时向一场多井、一井多层、一井多底的立体格局发展。

1980年4月,四川石油管理局从气藏动态角度将四川气藏划分为两大类:一类是弹性气驱气藏如黄瓜山、阳高寺气田嘉一气藏;另一类是弹性水驱气藏如邓井关气田嘉三、威远气田震四气藏。气驱气藏的气井在开采中可分为试采、稳产、递减和低压稳产4个生产期,气藏亦可分为产能建设、稳产、递减和低压低产4个生产阶段;开采这类气藏,最重要的是充分利用气层能量,采气速度以10%为宜。对于弹性水驱气藏的气井,亦可分为无水生产、出水显示、带水生产及水淹或暂时性水淹4个生产期。有水气藏开采中除要控制气井合理的钻开程度外,还要特别注意控制气井合理生产压差,尽量延长无水采气期;气井出水后要采取排水采气以减缓天然气产量的递减速度、增打开发补充井等措施提高气藏采收率。

1982年5月,四川石油管理局地质勘探开发研究院提出:合理采气速度主要应根据这一地区气田特点及后备气源增长速度来定。无水气藏采气速度控制在5%时,至少可以保证10

年的稳定供气期,一般稳产期末采出程度可达50%~60%以上。对于弹性水驱气藏或水驱气藏,在气井的无水和带水生产阶段都应控制井底生产压差,否则气井将过早水淹;底水气藏还应严格控制钻开程度。底水气藏的地层水主要是沿储集层裂缝上窜至井内,气井的无水生产期长短,与钻开程度大小呈反比关系。川南矿区根据气田地层水多属封闭型受裂缝系统控制和水体、水的弹性能量有限的特征,对同一个裂缝系统内的不同构造部位的井,分别采用不同的方式采气:构造部位高的井控制合理采气速度,尽量延长无水采气期;低部位的或气水界面附近的井一投产即可进行排水采气,尽量消耗水层能量,以使高部位井保持长期无水采气,提高气藏采收率,傅家庙气田嘉三气藏的傅2、4、8井裂缝系统和阳高寺气田阳三气藏的阳7、9、33井裂缝系统,均采取上述方法获得较好成效。“三稳定”生产制度的实质是:气井在某一工作制度下,能将地层流入井筒的水,全部带至地面,使井筒内气水流动达到一个时期的动态平衡;生产一段时间后,又趋于不稳定,则需重新调整工作制度,达到新条件下的“三稳定”。只有针对气藏具体情况,采取适合该井的开采方法,即可达到提高有水气藏(裂缝系统)采收率的目的。

川东矿区则从5个方面进行气藏

动态分析：①分析气藏之间和气井之间的连通关系和连通程度，以确定开发单元；②分析气藏边、底水活动，以确定气藏驱动类型；③分析气藏生产能力，以确定气井（气藏）合理产量；④核实气藏储量；⑤分析天然气组分含量及其变化。通过上述工作，再结合气藏地质特征、开发特征对气藏进行综合评价，提出合理的采气速度、开发井网及地面建设方案。卧龙河气田根据1973年8月气藏开始投产至1978年的生产动态资料分析，确定气藏原始气水界面、含气面积、气藏高度和驱动类型，用容积法计算出气藏储量，制订开采方案；1981年又以压降储量调整采气速度，直至1984年底仍以较高的日产量稳定开采。

1985年，川西南矿区根据威远气田震旦系气藏1964~1971年开采期间，除气藏顶部少数气井未见水外，多数井均已产水，开发中反映出底水较为活跃的情况，把气井出水分为水锥型、断裂型和复合型3种。通过震旦系大量的静态动态资料分析，提出气藏具有强排水的地质基础和实施条件。1978年以来，采用机抽、气举和电潜泵排水，均取得良好效果，说明运用强排水工艺是恢复气藏产能、综合治理的唯一途径。

经过40年的实践，四川油气工业的气藏动态分析成果已成为编制气田开发方案、调整方案、选择合理的工艺

措施、进行动态预测等方面不可或缺的资料。

三、气藏开发方案编制

1959年，在川的苏联专家，鉴于四川碳酸盐岩裂缝性气藏储量在勘探或开采初期难以确定，提出在没有正式获得气藏储量之前，可先编制试采设计。这一建议获得采纳。同年5月，在苏联专家的具体参与指导下，示范性编制石油沟—东溪气田、阳高寺气田和纳溪气田的试采设计，四川石油管理局成都试验研究所、北京石油科学研究院、成都地质学院、四川石油学院联合工作组亦编写《黄瓜山气田试采设计》、《阳高寺气田试采设计修改意见》、《石油沟—东溪气田试采设计修改意见》。1959年12月~1960年3月完成的《隆昌圣灯山气田嘉四¹—嘉三气藏开发设计第一部分·地质总结》和《圣灯山气田嘉四¹—嘉三气藏开发设计第二部分·水动力研究》，是四川石油管理局第一次完成的气田开发设计。通过编制试采设计和开发设计，对气田的地质和动态认识均有所提高，在制止盲目开采上起了重要作用。1960年4月，四川石油管理局成都试验研究所鉴于现场在开采中的生产制度多变，为使开发设计适时地指导生产，编制了《可变制度动态预测图版》，对现场执行开发设计有较大促

进。1962年,川南矿务局编写的《邓井关构造嘉四¹—嘉三气藏开发设计》,因用户对天然气需求量过大等诸多因素没有付诸实施。1963年,四川石油管理局石油科学研究所编写的《阳高寺气田开发设计》(地质及水动力部分)对嘉一¹气藏采用了容积法计算储量。

1964年以后,四川天然气的供需矛盾突出,气田实际采气速度远远高于开发设计规模。1976年,石油部指示四川石油管理局在油气勘探开发中要建立起“气田、多产层、稳产、储量”4个观念,要勘探一批(气田)、准备一批、分批组织实施开发。1978年12月,石油部再次指示新气田投产,原则上必须编制开发设计。当年,四川石油管理局制订《气田开发设计提纲》和《编制气田开发调整方案的要求》。

1972~1978年,四川省石油管理局先后编制了《卧龙河嘉五¹—嘉四³、嘉三气藏开发方案》、《威远气田震旦系气藏开发方案》、《中坝气田须二、雷三气藏开发方案》、《宋家场气田阳三²气藏开发方案》及《八角场气田开发方案》。一些投产较早的老气田如傅家庙、老翁场也都先后编制了调整方案。1978年12月,《卧龙河气田嘉五¹—嘉四³、嘉三气藏开发方案》获石油部优秀开发方案一等奖。

1979年,为扭转气藏高速开采引起的能量快速衰减的被动局面,四川

石油管理局对一些气田的开发方案作了调整。同年12月完成《中坝气田须二气藏开发效果分析和调整意见》,1981~1982年完成卧龙河、威远气田的调整方案。采取适当降低采气速度,增打开发井和相应挖潜增产措施,使气藏在新的开采规模上保持相对的稳产。

1980年4月,石油部副部长闵豫提出,正规科学开发气田应是以储量定产量,以产量定商品气量,储采比要调整到20:1。

1982年,四川石油管理局地质勘探开发研究院首次在相国寺气田石炭系气藏采用数值模拟技术编制开发方案获得成功。设计选用气水两相非均质砂岩二维平面数学模型,经过5口井生产史拟合,最后制定了气藏4种开采方式的开发方案,经过技术经济指标对比,优选出日产90万立方米的套管生产方案。继相国寺石炭系气藏数值模拟编制开发方案后,凡新发现的一些石炭系气田,如张家场、福成寨、卧龙河气田及中坝气田雷三气藏,均采用数值模拟技术编写开发方案。1987年,在试采工作正在进行的过程中编制的《四川盆地沙罐坪气田石炭系气藏开发评价方案》,采用二维单相数学模型提出一次性开发井网部署,以经济指标作为衡量和选择开发方案。其经济效益属一次效益,不包括天然气进入社会后的第二次效益。

1978~1990年,先后有18个气田编制开发方案设计、调整方案设计、开发评价方案设计等共26份,编制试采设计40份。

四、储量复核

古人在自流井气田卤火开采的实践中,已认识到“天然气蕴藏于地腹,有一定储量。一经发泄,产量即渐减,经长久之时终有涸竭”。“火井寿命之长短与气层之储量成正比,与采出速度成反比”^①的气田开发的核心问题。

1947年,四川油矿探勘处曾对隆2井储量进行过研究。1950年用“压容关系法”估算石油沟气田巴1井天然气储量和剩余可采储量及可能的开采年限。

1955年,四川石油探勘局自流井专题研究队利用多种方法计算该气田已采出的气量,用“寿命系数法”计算了圣灯山气田嘉三气藏天然气储量;隆昌气矿用压力降落法计算圣灯山气田隆2井储量。1956年5月,石油部批准“地质对比法”可以作为气田B级储量计算方法。为加强储量计算的管理,1957年11月,四川石油勘探局颁发《天然气试采求储量的操作规程》。1958年在《四川石油沟—东溪气田试采设计报告》中,利用容积法对嘉陵江

组天然气储量进行了计算。

1959年,苏联专家在阳高寺气田将二叠系阳7井的高压气向三叠系低压的阳1井转注,试求阳7井储量,因低压气地层憋漏,未能达到预期目的。

同年,四川石油管理局成都试验研究所等采用稳定试井的指数方程式,探求四川裂缝性气藏容积法储量计算中的孔隙度、渗透率等地层参数;翌年,用二项式试求上述参数,并将求得的孔隙度、渗透率计算容积法储量。

1960年5月,川南矿务局综合研究队估算了川南30个未钻探构造储量,并对6个已试采气田计算原始储量和剩余储量。将其划分为一、二、三级工业储量。提出储量计算方法虽有多种,但适合四川气田的只有压降法和容积法两种。压降法对纯气驱气藏最理想,但影响其计算结果的多是仪表质量或测压不准确;容积法则主要是搞清地下构造、储层性质、含气面积、气水关系等,但裂缝性气藏的孔隙度、有效厚度却难以确定。1961年,川南矿务局总结1955年以来储量计算工作后,认为压降法可以避开裂缝性气藏难以确定的地层参数(孔隙度、有效厚度、渗透率等),是目前唯一可靠性较高的一种方法;并对容积法计算有关参数的选取做了具体规定。

1962年1月,川南综合研究队将

^① 洪中:《四川火井调查报告》。

原划分的天然气一、二、三级工业储量分别称为可采储量、探明储量和待探明储量，并指出压降储量方法不仅用于了解气藏储量，而且亦是对气藏终身研究和分析气藏动态的最好方法。同年，四川石油管理局石油科学研究所提出计算四川碳酸盐岩裂缝性气藏压降法储量的初始段法、统计压降法、指数法、进入量分析法、体积系数法等5种计算方法。

1972年，西南地质综合研究大队与西南石油学院在广福坪气田进行现场试验，得出封闭性气藏采用弹性二相法是一种早期、快速求储量的方法之一。

1973年4月，四川石油管理局地质综合研究大队进一步总结储量计算方法，编写了《川南裂缝性气藏储量计算方法汇编》，将天然气储量计算中使用过的压降法、弹性二相法、容积法、对比法、边缘勘探法、联解法、井间干扰法、产量统计法等，从计算原理、计算步骤和计算中注意的问题等方面，结合实例作了详细阐述，以指导现场储量计算工作。

1975年，为早期、快速、分类预报气藏储量，四川石油管理局地质综合研究大队与四川大学数学系、西南石油学院渗流力学组、泸州气矿组织了一次“储量预报方法研究小会战”，

重点解剖广福坪、阳高寺气田的静、动态资料（7口井、15条不稳定试井曲线、1877个基础数据），用对数差值法、双重介质法、新井估算法、探边分析法及双对数法试算6个气田的储量获得成功。1980年，采用最优化方法反求碳酸盐岩裂缝—孔隙介质地层参数获得成功，通过实测压力恢复曲线与理论曲线的拟合，求得10个储层参数。利用这些参数，代入容积法计算公式中求得气藏储量，与压降法结果十分接近。1982年又采用数值模拟技术，在相国寺气田石炭系开发设计中，用容积法计算了气藏储量。经多年生产实践检验，证实计算结果是可靠的。

1984年，川西南矿区与成都地质学院开展有水气田储量计算研究，利用物质平衡方程式与水侵量计算公式联解，计算威远气田地层水储量和天然气储量。同年，四川石油管理局和大庆、长庆、大港油田共同编制出全国天然气储量规范初稿，经全国储量委员会石油天然气专业委员会修改，于1988年1月经国家标准局批准发布，代号GBn-270-88，从1988年10月1日起实施。自此，四川天然气储量计算工作纳入了标准化范畴。

到1990年底，四川已在76个气田的200个气藏、359个裂缝系统中探明地质储量2950.15亿立方米。

第二节 采气工程

一、无水气井开采及井场设施

四川纯气驱气藏的气井，天然气由井底沿井筒流至井口，经高压节流装置降压、分离、计量，再经集气站进长输管线送至用户。若天然气中硫化氢含量较高或含凝析油，则进行脱硫及脱油后送至用户。为防止天然气凝析水对输气的影响及对管线腐蚀，有时尚需脱水。天然气井多采用分段节流，通过井场加热设施或加防冻剂，以达到正常采气。

(一) 井口装置

古代四川，临邛火井最初无井口装置，盐锅直接置于井口之上煎盐。后来创造了“木板盖”井口装置，直径约1.6米，略大于井口，上开数孔，将竹笕插入孔内，引气煎盐。这是最古老的采气井口装置。1041~1051年，以卓筒井（直径约20厘米）采气，采用一根空心笕管直插井口，以泥巴将井筒与笕管环形空间封住，称为“泥封井口装置”，天然气由笕管引出煎盐。1368~1644年，在泥封井口装置上采用横竹分流，即“鸡脚杆”的采输管网。1620~1662年，随卓筒井钻井深度增加，所获天然气产量、压力增大，泥封井口

已不适应这种火井的开采，时常发生爆炸及井喷事故，更主要的是它无法适应卤火同产井的开采要求。1835年，已发明具有节流、降压、气水分离的“窠盆”采气井口装置。据《四川盐法志》记载：“凡火井成，井口尚陷地丈许，上用虚底木桶罩之，曰窠盆。桶式下阔上狭，桶上覆以木板，中留小窍，上复片席，席上置木箱曰‘冷箱’，亦下阔上狭。气由席下达冷箱又曰冲天笕，其筒旁凿窍，以笕端接穿地中，将至火灶”。卤火同产时则在窠盆下端设阴笕排放卤水。

1940年，四川油矿探勘处在巴1井获气后，安装了四川第一套金属材质的高压井口装置。

1949年底~1965年，除圣灯山、石油沟气田个别井直接安装苏制采油树外，多数气井均采用CY-150、160型采油树，所有节流阀均为暗杆式。

威远气田震旦系含硫气藏投产 after，威2井于1965年安装大连阀门厂研制的防硫球阀采油树，威9井于1967年2月安装上海石油机械二厂及石油部第一机械厂制造的防硫球阀采油树，威2井修井后于1968年8月更换为卡箍式明杆闸阀井口。1969年，经对各种防硫井口装置进行鉴定，四

川石油管理局与上海第二石油机械厂联合研制的采油树质量最佳。在此基础上于1972年开发出CQ系列抗硫井口,采用明杆楔式闸阀,用锥管挂密封油套管环形空间;1978年,又研制平板闸阀铬锰钢的CQ系列抗硫采气井口。此后,四川气田上基本上都使用国产井口装置。

(二) 天然气井站节流及保温

1955年,四川石油探勘局规定,气井应一律用油嘴来控制生产。由于油嘴调节产量十分不便,生产中未能完全执行。到60年代初,固定油嘴已被针形阀取代。但高压气流经针形阀后骤然降压,生成水化物,堵塞管线与阀门,甚至危及井场设备和人员安全。1957年12月,黄瓜山气田黄5井试采时,曾用热水浇淋针形阀、流量计、大小头等节流部位,但仍未能有效解除冰堵问题。1959年后,在阳高寺、纳溪、黄瓜山气田也曾采用明火加热节流前管线的办法防止冰堵,但高压气直接受烟火烧烤,不仅热效率底(不到10%)且管线易于烧坏,更不符合防火安全规范,不久即被淘汰。1961年,川南矿务局在纳6、黄1、阳6井采用烟道气保温,热效率亦仅20.75%,仍不能有效地防止管线内生成水化物。

1964~1965年,借鉴大庆油田水套炉加热保温经验,在黄4井、阳7井进行蒸汽保温试验。1973年,阳7井成功地试验了小型锅炉蒸汽密闭循环加

热工艺后,在川南20多个集气站推广使用。

1983年,四川石油管理局设计院研制成功热效率高、管理方便的撬装式高效水套炉,适合四川山区缺水条件使用,且易于加工、安装、管理,取代了锅炉蒸汽加热;1989年,仅川东开发公司即安装了163台,热效率约80%。

(三) 天然气井站分离

井下采出天然气一般都携带有少量液体和固体杂质,对采输设备造成磨损及腐蚀,为此,每口井至少需安装1台分离器,目的是将气液两相分开,同时除去凝析油、水和固体杂质。

1940年,四川油矿探勘处开采石油沟气田巴1井的天然气时,首次使用1台自制的简易分离器及滤清器。1953~1959年,黄瓜山、东溪、石油沟和圣灯山气田均采用自制重力式分离器,黄瓜山、石油沟的黄1、5、4及巴9井还在分离器前装有捕砂器。1961年,阳高寺气田阳1井强化开采试验证实,碳酸盐岩储层质地坚固,气井出砂的可能性较小,随之捕砂器逐步淘汰。重力式分离器压力等级有2兆帕及4兆帕两种,直径有300、400、600、1000毫米,卧式分离器和旋风式分离器也较普遍采用。1963年,四川第一条长输管线巴渝线投产后,为充分利用气井压能,对采气井站输压要求亦相应提高,加速了分离器的结构、

压力等级研制。1966年,广福坪气田福1井安装第一台离心式分离器,工作压力4兆帕。1974年,研制成功新型重力式分离器压力等级达到6.4兆帕,最大直径1200毫米。1980年,鹿7井安装1台重力式分离器,压力为6.4兆帕,直径1400毫米,日处理气量80万立方米,是当时气井上使用的最大分离器;卧龙河、中坝气田使用的低温站分离器的工作压力达12兆帕。

70年代,四川气田普遍出水,为解决分离器周期放水的难题,1972年在威2井安装国产2DF型电动自动放水球阀,实现及时自动排水。川南矿区1978年开始用自动报警、自动计量和自动排水装置,1979年在11个气田32口气水同产井上普遍采用。1980年后,广泛使用型号为2F-200-25、40、60浮筒式自动放水器。

四川三叠系气藏普遍含凝析油,每立方米天然气中含量一般10克左右。卧龙河、中坝气田的凝析油含量高达20~30克/立方米。1960~1962年,在邓井关气田采用活性炭吸附回收凝析油试验,现场测定井口流出的天然气中凝析油含量为6~8毫升/立方米,经分离器后降为5毫升/立方米,分离器只回收了1~3毫升/立方米,大量的凝析油仍进入输气管线。1964年,石油部四川设计院在沈公山气田1

号井作低温分离回收凝析油的试验。1973年,首次在卧龙河气田设计建成一号低温分离集气站,利用高压天然气节流膨胀制冷原理,使油气两相在-15℃左右分离,脱油后含硫天然气进脱硫厂。1987年,相继建成卧龙河二、三号及中坝气田低温站。

二、有水气井采气工艺

1700年前,四川自流井气田已创造性地发展了多种卤火井的采气工艺,利用天然气泄出同时将卤水带至地面“推卤舒气”。推卤次数视水量多寡而定,“有昼夜不停者,有一日仅推卤十余者。”^①1955~1956年,四川石油探勘局自流井气田专题研究队较详细地阐述了气藏排水采气的效应。1954~1960年,圣灯山气田隆2井在现代条件下利用气井自身能量开展排水采气,累计排水43万立方米,采气0.86亿立方米。1966年,经对威远、圣灯山气田地层水活动规律研究后,认识到水是沿裂缝推进的,如不及时排水,将会导致气井水淹和气藏分割。1973~1974年,四川石油管理局地质综合研究大队提出威远气田进行人工排水试验的意见。

70年代末,随着四川气田开采时间的增长和天然气生产规模的扩大,

^① 杜长明、王昶、辜祖译:《四川自贡盐火井考察报告》,民国27年。

川南、川西南地区气田普遍出水。据1979年统计,出水气田占动用气田总数的85%,气水同产井占动用气井总数的40.2%,气藏出水后产气量年自然递减率高达20%。四川石油管理局经过多年的研究和实践,采用多种行之有效的工艺措施开采有水气井。

(一)“三稳定”的生产管理

1969年以前,由于出水气井少,一般采用提高井底回压、降低气井产量,“压水采气”。1969年,通过对出水气井、气藏的静、动态资料分析,认识到四川碳酸盐岩裂缝性气藏,无论是边水或底水,绝大多数属封闭型的弹性水驱气藏,其水体是有限的。1969~1974年,在纳6井进行排水采气的试验,历时5年零4个月,平均年采气量为排水采气前的3.2倍,年排水量是排水采气前的3.6倍。该井站总结出成功的管理经验是,“开采要连续,操作宜固定,排水多采气,产压趋平稳”。在气水同产井的自喷阶段要优选气井合理的针形阀开度,确保在不改变自喷管柱情况下,使流入井内的水,靠气井自身的能量,全部连续带至井口,使气井的气水产量、井口压力、月平均气水比达到“三稳定”。

(二)化学泡沫排水

气水井靠自身能量带水能力下降,开始出现间歇生产或暂时性水淹时,原有“三稳定”工作制度已不适用。1980年,四川石油管理局地质勘探开

发研究院开展化学排水研究,使井下液体变为轻质泡沫,在气流搅动下带出地面。在邓井关气田邓10井试验中,注入40公斤助排剂,辅以压风机气举,在排出地层水35立方米后,气井由暂时性水淹转为正常生产井。到1981年底,先后选择井下有积液的纯气井、后期带水生产井、间歇生产井、水淹井及大产水量井共23口进行化学泡沫排水,均取得成功。不仅使水淹井得到复活,间歇井变为连续生产井,同时还可以清洗井筒及井底污物、改善气流通道的效果。所用助排剂具有综合性能良好、对井下条件适应性强、易于井口消泡、不污染环境、价格合理、货源广等优点。1983年,针对含硫化氢、凝析油的气水井开展含硫气井泡排剂的配方研究。1984年,与四川石油管理局天然气研究所共同研制出4种配方后,又研制出降阻泡沫固体药剂及排水解堵棒,为含硫气水井后期挖潜生产闯出一条新路;同年,井下作业处生产出第一台化排车。1989年,泡沫排水采气工艺在全川增产天然气2.4亿立方米,成为气田开发后期重要的增产挖潜工艺。至1990年,四川石油管理局拥有南充机械厂定型生产的HPC型化排车34台。

(三)小油管排水采气

1981年,四川石油管理局钻采工艺研究所在吸收国内外普遍使用的小

油管排水采气的理论和实践基础上,推出不同规格的自喷管柱和在不同井底回压下连续排液所必须的临界流量、流速、对比流量、对比流速公式,并绘制出《气井连续排液的临界参数、合理管串诺模图》。利用上述成果,1982年在纳溪气田纳17井进行作业。该井系一口钻具代油管完钻气井,因井下积液严重而停产。通过起出钻杆,下入38毫米油管后使该井恢复正常生产,连续自喷近10年。到1990年共施工9口井,都取得良好的效果。

(四) 气举排水

1960年,邓井关气田利用三叠系高压气井天然气,气举本气田的香溪群卤水供盐厂熬盐。1966年11月,威远气田威阳7井水淹,用同井场震旦系威基井的气气举,使威阳7井复产。之后,在四川气田有条件的气井(即水淹井附近有高压气井)应用,复活了一批水淹井。它是在没有外加任何机械动力设备条件下进行的,对生产收到明显效益。

1978年5月,利用连续油管车向水淹井威40井注入液氮86立方米,用压风机助排未获成功。1982年,引进美国卡姆科公司全套气举装置(包括自由活塞、J-40型气举装置、液压钢丝作业车、打捞工具等);12月18日,由中美双方技术人员在水淹井威46井进行试验,获得成功,日排水量最高达100立方米以上;12月31日,气井

恢复自喷。1983年3月,南井气田井9井首次采用国产QJF-1型气举凡尔,利用就近的况3井高压气举,获得成功,最高日排水量132.2立方米,复产后初期日产气20万立方米。之后又在傅家庙气田使傅13井气举后复产。

1984年,相继使用钻采工艺研究所和川南矿区共同研制的QJF-1型气举凡尔、川西南矿区研制的WQ-1型反举工作筒和美制柱塞气举设备排除气井积液,获得成功。1985年,使用世界银行威远气田项目贷款购进美国DPC-140型压缩机2台,安装在威94井气举,很快使该井复产,日产气达到11万立方米。1987年,威远气田开始采用国产YC01-250A型气举凡尔,在威93井气举复产获得成功,复产半月后,气水日产量分别稳定在12.5万立方米和340立方米。

为适应边远气田气井作业,1987年从美国引进JGA/4型车载式压缩机,于1988年3月在龙市镇气田镇4井进行气举作业,将本井低压气接入压缩机,增压后再注入本井,从而实现“单井循环工艺”,3天后气井恢复自喷生产。1987年,川西南矿区开始研制出半闭式气举,改进了以往开式气举造成井底回压大、污染产层的缺点,先后在威46、39井施工,具有排液迅速、建立压差快的特点。1990年,为探索减少气层污染的排液方式,设计院和川西南矿区研制气井喷射式气

举,将喷嘴装于井下,利用地层内的高压气流经喷嘴产生负压而将液体带出,年底正在威108井安装试验中。

(五) 电潜泵排水采气

1982年,国内开展电动潜水泵机组研制,1983年向美国垂利夫特公司订购2台抗硫电潜泵,1984年11月在威34井投入现场试验,11月3日机组启动,运行8小时后,气井开始产气。机组共在井下运行42天,因井下机械部件受硫化氢及高温(116℃)卤水腐蚀而终止试验。

1985~1987年,国产TQL-200型电潜泵在纳30井试验,累计井下运行105天,进行4次起下作业,排出卤水2.4万立方米,产气90.4万立方米,终因主要部件损坏而报废;1988年,又在同井下入国产GN3100-250/2000型电潜泵,机组本身质量较好,但因电缆故障多次停产,直至1990年底仍在试验中。

1989年10~11月,美国垂利夫特公司赔偿的两台防硫电潜泵机组分别安装在非含硫的山8、井9井使用。山8井在机组启动7小时后,恢复生产到1990年底,连续运行481天。井9井连续排液75天,日产气11万立方米,产水310立方米,到1990年底,日产气增至12.3万立方米,日产水量降至214立方米。

三、低压气开采工艺

四川气田自古以来均系采用消耗地层能量的方式开采。气藏开采后,地层压力逐步降低,加之地层出水的干扰,给天然气集输带来许多困难。低压气井逐年增长,尤以川南和川西南气区为甚。

(一) 高低压分输

1961~1962年,阳高寺气田阳1井强化开采试验后,其三叠系地层压力下降至原始压力的48.4%。此时二叠系阳7井压力尚高,经对原集气站流程改造后,达到高、低两个压力系统天然气分别送至用户,以充分利用气井自身压能开采。70年代初期,在长垣坝气田又进行高低压分输试验,亦取得明显效果。以后相继在荔枝滩、广福坪、桐梓园、傅家庙、永安场、宋家场、庙高寺、纳溪、合江等气田实施高低压分输,提高了气井“一次采气”阶段的开采程度,推迟启用压缩机增压开采时间,既降低了采气成本,又满足了不同用户对低压气的需求。如庙高寺气田,主要是确保贵州省赤水天然气化工厂用气,通过对管网、站场的改造,从集气站15口井中分出6口压力较低的气井供泸州二五五厂,而9口压力较高的天然气井供赤天化,两系统压力相差一半。1985年,通过对威远气田内部管线改造,形成高、中、低

3套压力管网,供不同用户需求。同年,为解决卧龙河三叠系与石炭系两套压力及含硫量差异较大的天然气藏的开采,通过对低温站改造,使高含硫低压气进老脱硫厂,低含硫高压气进新脱硫厂。高低压分输并非是解决低压气生产的根本办法,它的先决条件是必须同时具备高、低压气源和用户才能使用,它具有投资少、管理方便、效益高等优点。1990年底,四川实行高低压分输的气田达到13个。

(二) 增压喉开采

1961年,阳高寺气田首先开展增压喉或称高压喷射器试验,试验数据展示了它的良好前景,但由于众多原因,未能坚持下去。1980年,增压喉试验又纳入气田开发日程,根据现场实际,有针对性地设计出各种样机。1981年3月,川南矿区选用两种类型4种规格,利用5口高压井为动力源,对另5口低压井增压开采,历经两年取得成功。增压喉虽然设备小、工艺简单、投资少、见效快,无需专人管理,亦不耗费能源,但受作为动力源的高压气井的制约。1985年,全川共推广使用20余台套。

(三) 压缩机增压开采

随着气田开采,井口压力的进一步下降,即使采用高低压分输和增压喉工艺也难以处理完不断增加的低压气源。1981年,从美国引进DPC-115、DPC-230型橇装整体式

燃气发动机—活塞式压缩机组,压缩机允许燃料气硫化氢含量为0.175%、原料气为1.97%,机组无需外接电源及水源,并有自动报警装置。两台机组于1982年在兴隆场兴气田兴3井安装并分别试运4586和4275小时,经现场考核基本达到设计要求。由于机组具有安装简便、易于启动、操作及维修简单等优点,适合四川山区野外作业。1983年,在傅家气田使用国产整体式燃气摩托压缩机组建成天然气增压机站,试运转3633个小时,将傅家庙、老翁场气田的低压气提高压力后由干线输往成都。试运期间,共处理天然气4818.23万立方米。之后由于电动机组耗电甚多,成本太高,1985年9月停运。1983~1984年又引进美国DPC-115、DPC-140、DPC-60型机组23台,分别安装在兴3井站、威6井站、威5井站、桐4井站、大洲驿等压缩机站。

为解决压缩机组的国产化,四川空气压缩机厂于1983年试制出M₁、M₂整体式燃气摩托压缩机组,于1984年先后在威远、兴隆场、黄家场、自流井气田使用8台。

1987年,使用世界银行提供的威远气田咨询项目贷款,引进美国JG/4、JGA/4、JGR/2三种型号的JG系列压缩机组共12台,分别安装在威5井站、威6井站和兴3井站。该系列较DPC系列转速高(约2000转/分)、

体积小,发动机与压缩机可分离,采用废气涡轮增压,热效率高,多选用标准件,维修易于解决。同年,为解决卧龙河气田嘉陵江组低压气的输送,又能满足脱硫厂进厂压力的要求,在气田建立压缩机站,第一期工程先在卧龙河2号低温站安装DPC-230机组6台,试运期间,由于硫化氢、二氧化碳含量较高,机组部件严重受损,经美方更换部件后于1988年9月投入生产,解决了12口低压气井的增压开采问题,当年处理天然气7475.9万立方米;二期工程于1989年3月安装国产2D16型电动压缩机组,5月试运成功。

1990年底,四川共建成天然气压缩机站14座,使用包括DPC系列、ARIEC系列、M系列、2D16系列等型号压缩机35台,担负气田低压气的增压和排水采气工艺所需的高压气供给任务;年处理天然气5.7亿立方米,占全川总采气量的9%。

四、气井井下作业

1500年以后,自流井地区的卤火井开采工艺日趋完善。由于火井的长期开采,气层能量衰减,时常发生“扯

倒气”^①、“打火炮”^②现象,或因井腔“走岩”(井内岩石垮塌)泥砂淤塞气、水缝,井腔内产生“锅巴”(水锈)或汲卤筒落井事故,均需进行各种井下作业或修井,“其器不一,其名不一,其形难载”^③。当遇“扯倒气”、“打火炮”时,首先将火灶全部熄灭,用草把紧塞井口以隔绝空气解除事故。由于该气田纵向上有3~4个产气层,在开采方式上采用的是钻遇气层就采,采完后加深添火。在遇井腔“走岩”后,先用“独脚棒”探其跨塌穴之顶底,后用草束为结堵住穴底,再以巨竹盛桐油石灰下至穴底补腔,经30~40天后油灰干透,用锉锉通气井恢复生产。

50年代以后,四川气田的井下作业逐步科学化。

(一) 修井

1955~1956年,气井小修多由试油队承担,曾在圣灯山气田的隆1、8井用水泥塞封堵异层水及清砂作业。1958年,在黄瓜山气田黄5井进行气井大修作业。该井1956年11月在嘉一段获气完井暂闭,井口最高关井压力12.7兆帕,产层以上有近300米裸眼。1958年2月发现井口关井压力自动降至8.58兆帕,距该井2.5公里一煤矿发现大量天然气,分析认为井下天然

① 气井长期开采,地下能量衰退,有的气井出现负压采气,空气倒流入井内,谓之“扯倒气”。

② 天然气与空气混合到一定比例发生爆炸,称为“打火炮”。

③ 申力生:《中国石油工业发展史》卷二,174页,石油工业出版社1988年出版。

气有窜漏。遂于1958年6月重上钻机，补下6英寸套管至产层顶部，终止了该井地层窜漏。1959年3月气井投产前，关井压力上升至9.9兆帕。

1978年，威远气田震旦系气藏开采近13年，气井井下油管受硫化氢及卤水腐蚀严重，多数气井井下有沉砂。为此，川西南矿区成立修井队，先后在9口井进行更换油管、井底清砂作业。1990年底，已有作业队10个、车装修井机12台，主要承担各气田修井、各种排水采气工艺机械的安装、油管的起下、电潜泵的日常维护，并配合老井酸化增产作业、上试回采新层的各项试验及卤水回注浅层井的钻井工作。

(二) 堵水

1975年，威远气田底水对天然气生产威胁日益严重。四川石油管理局地质综合研究大队先在室内试验堵水配方后，选威35井两次注入浓度不同的聚丙烯酰胺水溶液共计109.28立方米未获成功；川西南矿区在威53、73、86采用打水泥塞封隔底水亦告失败。1978~1979年，四川石油管理局天然气研究所研制出4种堵水剂配方，先后在界石气田界7井、长垣坝气田长12井封堵同层水未获成功。80年代，修井工艺技术有较大改进，使封堵气井异层水作业获得显著成效。1983年，先后在傅家庙气田傅13井、白节滩气田白8井成功地封住了气层上部及下部水层，使两井恢复了正常生产。

(三) 上试回采作业

四川气田纵向上多产层、横向上多裂缝系统的地质特点，为上试新层提供了地质基础。但由于四川气田分散、各井地质工程条件各异，上试回采潜力层亦不同。盆地东部以石炭系为主力产层的气田多以二叠、三叠系为上试回采层，盆地南部及西南部以二叠、三叠系为主力产层的气田多以侏罗系或第三系为潜力层。到1990年底，川东地区在卧龙河、福成寨、张家场、沙罐坪、相国寺气田先后上试回采作业井8口，有效井7口，新增天然气日产能力30万立方米。上试回采作业取得的成果与工艺技术的进步密切相关，1980年研制成功的开关桥塞、1981~1983年的过油管射孔、1982~1983年的可钻性桥塞、特别是1984年研制成功小型轻便的插管封隔器，与钢丝作业车、油管传输设备、连续油管作业车、液氮车等配合使用，能根据不同需要下入一次性完井管柱，从而实现单井完井试油投产，保护下层、酸化上试上层、两层合采，修井及套管补注水泥等。到1990年底，先后在15口井进行试验，其中在临16、鹿12、坝14、阳60、西山1井进行的保护下层、上试新层、两层合采，永安2、三合1井补注水泥，阳59井两层分层酸化、分层采气等均获成功。

五、天然气计量

1840年前后,自流井气田在卤火开采中,已有丰富的天然气的计量经验和器具(如“通天枳”、“亮筒子”等)。1934~1939年,中国工程师学会、南京中央大学等单位分别采用自制的“细孔测压器”、“毕托管”、“U形玻璃管水柱差压计”以及用煎盐量反推产气量等方法对火井产气量进行估量。1939~1947年,四川油矿探勘处在巴1、隆2井亦采用自制“动静压联合管”、“毕托管”、“U形玻璃管水银差压计”进行天然气测量。

1953~1958年,四川天然气生产处于小规模就地利用阶段,天然气仍采用U形玻璃管水银差压流量计及法兰式接法和管式接法取压计量。差压值由人工肉眼每隔15分钟读记一次,误差较大,产量则由值班人员用算盘将一天内96个数据累积平均后计算。气井测试时一般采用临界速度流量计、垫圈流量计和毕托管流量计。1955年6月,四川石油探勘局规定天然气计算标准状态为20℃、1个工程大气压。

1959年,国家计量局推荐使用苏联《27-54天然气计量规程》(即配有标准孔板、喷嘴和文丘利管的差压流量计的使用和检定规程)。1959年8月,四川石油管理局颁发《关于四川采

油采气中孔板流量计计算天然气流量的一致办法》,逐步按苏《27-54天然气计量规程》执行。1961年,苏制ДП-430型水银浮子式压差计逐步取代了U形玻璃管差压计。以后使用国内定型生产的CF-430型浮子式水银差压计,有时钟记录系统,24小时内连续将气体流量的静、差压记录在圆形卡片上,提高了录取数据的准确性。1962年,川南矿务局制订《孔板流量计使用统一办法》对天然气计算方法及装置作了规定。1963年起,气田上开始采用不锈钢制作的孔板,解决了碳钢受硫化氢腐蚀影响计量精度的问题。

1964年,石油部下达“拟定天然气计量规程统一计量办法”任务。1964~1965年,四川石油管理局组织试验工作组在泸州市邻玉场配气站现场试验,并参照苏联《27-54天然气计量规程》,于1965年6月编写出《测量天然气流量的孔板计量装置、检定、使用和管理规程》(以下简称65规程),成为四川第一部完整、系统的气田计量规程和流量测定标准。同年,石油沟气矿研制出四川气田第一台径向方根求积仪,取代人工取压力点的做法。1965年,泸州气矿试制出的方根求积仪,可将流量计卡片上24小时记录的静、差压值求积平均。定型批量生产后,在气田上广泛使用。

1966~1970年,石油部立项,由

一机部组织上海热工仪表研究所、自动化仪表八厂、弹性原件厂和宁夏银川仪表厂等单位联合研制成功的CW-430型双波纹管无水银差压流量计,消除了汞污染,逐步取代以水银为传压介质的计量仪表。至1976年底,四川气田基本实现天然气流量计无水银装置。

1975年,一些老气田产水量增大,造成差压波动(或脉动),直接影响天然气计量的判读和精度。为消除和控制脉动源,使用了带阻尼阀的仪表,并提高差压和孔板径比,控制下游阀开度等措施,在井9井、中11井、纳6井进行试验,录取流量卡片524张、数据9120个,经分析对比认为,适当节流(安装节流孔板或控制计量管段下游闸阀)是最佳方法。

1981年,四川石油管理局为降低各矿区与输气管理处之间天然气计量的偏差,沿长输管线设立21个计量交换点,使平均输差下降到1.3%。同年,为统一改善节流孔板装置的制造精度,在输气处建立定点加工厂,严格按国家标准设计加工,并编制节流装置标准图册,制定加工检验、组装制度。1984年经四川省计量所鉴定,获得合格证书。1985年投入批量生产。

1980年9月,四川石油管理局受石油部委托,组织编制天然气计量标

准与规程。1983年经石油部审定批准的《天然气流量的标准孔板计量方法(暂行)》作为部颁标准,标准号为SYL04-83,从1983年10月1日起实施。为贯彻部颁标准,四川石油管理局建立矿区和基层队计量监督机构和标准站,开展压力、气量、温度等量值传递,纳入国家量值传递网络;按《SYL04-83》规定,更换节流装置。按中国石油天然气总公司标准,有621名计量检定员通过技术考核取得计量检定员证书。

1987年,国务院规定,石油天然气计量列入国家强制管理范围和强制检查项目,国家计量局正式颁布了双波纹管差压计检定规程。1988年,四川石油管理局基本完成在用天然气计量仪表的改制工作(执行法定计量单位)。各矿区配备了温度传递手段,3个矿区具备了开展微压传递条件。中国石油天然气总公司委托国家大流量检定站对四川石油管理局的外售天然气计量进行检查鉴定,基本予以确认。

1990年8月,川南矿区开始采用精密数字式压力表进行流量计差压校正,提高了流量计标定水平;12月,与美国签订引进天然气流量标定装置合同,着手建立四川石油管理局天然气流量测试中心。

第三节 气田集输

明清以来,四川自流井已建成以竹木为主的天然气集输系统。20世纪40年代,四川油矿探勘处在石油沟、圣灯山气田建设单井集输装置。

50年代以后,四川开始大规模建设气田集输工程。1990年底,在已开发的76个气田及21个含气构造共建成采气井口装置974套、集气站248座、集气管线2370公里,其中以威远、卧龙河、中坝、磨溪4个气田的地面建设规模较大。

一、威远气田

1964年9月16日,威基井钻达震旦系获工业性气流,建成试采井口装置,投入试采。因每立方米天然气中含硫化氢19~24克,故初期除少量就地用作生活燃料外,多数放空烧掉。1965年建成炭黑厂,用天然气作炭黑厂的原料。

1965年,气田进入全面开发。1967年,威2、5、6、9等4套采集工程和威远脱硫一厂及威成输气管线,配套建成投产。1968年,威12、22、30等3套采集工程相继建成投产。1970年,威23、10等2套采集工程建成投产。1971年,威35、40、42、39、34、

32、31等7套采集工程和威远脱硫二厂建成投产。至1974年,建成联接24套采气井口装置、6座集气站、2座脱硫厂并向成都、德阳和五通桥两个方向供气的系统工程。1976年建成威成输气复线。1978年,建成气田内部环形集输干线。

1980年,在气田水淹气井和低压气井日渐增多的情况下,开始进入以增压、高低压分输、卤水排注工程为主的开发后期建设。继1979年在威2井建设第一套增压试验站(2台6RMY型燃气发动抗硫压缩机)之后,1980年又在威63井建设了第二套增压试验站(2台RMY型燃气发动抗硫压缩机)。1981年12月~1982年9月在威6井建设了第三座增压试验站(2台2MT8-5/14-4型压缩机),将低压气增压送往脱硫厂。1982年建成低压输气干线(长10公里,管径219毫米)和从威2井至威46井的高压气管线。1985年新建的威5井增压站用作高压气举采气后,形成两套增压采集系统工程。

1990年底,该气田共建成采气井口装置63套、集配气站15座、增压站2座(17台压缩机)、集气干线19条(65.5公里)、集气支线63条(138.63

公里)、高压气举采气管线11条(34.58公里)、低压输气管线1条(10公里)、天然气脱硫净化厂2座、炭黑厂1座、天然气化工厂1座、输卤泵站11座、输卤管线12条(29.27公里)。

二、卧龙河气田

1959~1971年,四川石油管理局在该气田三叠系嘉陵江组气藏钻获15口气井。由于天然气中硫化氢含量高达54~99克/立方米,且含有机硫和凝析油,气井暂闭等待开发。经四川省石油管理局设计院、天然气研究所和国内有关单位的共同努力,基本解决含硫气田抗硫防腐技术、抗硫管材和设备之后,1973年,建成国内首座低温集气站(卧龙河气田一号低温集气站)与脱硫厂配套投产,成为重庆市工业用气的主要气源。

1975年,为满足四川维尼纶厂投产所需原料气以及重庆市新增用户的气量,新建二号低温集气站,并对一号低温集气站和脱硫厂进行了整改扩建。

1978~1980年,引进国外日处理含硫天然气400万立方米的全套净化装置,建成三号低温集气站和集气总站、气田集输系统以及配套改造工程,形成卧龙河气田三叠系气藏的采、集、脱、输的地面工程系统,计有低温集气站3座、集气总站1座、集气管线140

公里、天然气净化厂2座。

卧龙河气田于1979年钻获的二叠系气藏和1980年8月钻获的石炭系气藏,每立方米天然气中含硫化氢分别为10克和3克左右,与三叠系的天然气质迥异。为开采含硫较低的天然气,卧龙河气田陆续建成配套集气系统。

1987年,拆除卧龙河气田集气总站,新建气区集气总站与达卧线、福卧线、张卧线、福张线、万卧线、双卧线以及卧龙河气田的一、二、三号低温集气站、大雷常温集气站、增压站、川东天然气净化总厂和垫江净化分厂相连通,形成联合盆地东部多个气田的国内最大的集气总站,日集输天然气800万立方米。根据该气田嘉陵江组气藏的压力和产量明显下降,采出的高含硫天然气进不了脱硫总厂的情况,在原集气总站附近,建设高含硫天然气增压站,安装美国制造的DPC-230型压缩机6台,于1988年9月投产;1988年安装的国产2D16型天然气压缩机组,于1989年试运。在建设增压站的同时,还对集输管网进行高低压分输改造,将嘉陵江组气藏的低压气井改进增压站后再进集气总站。

1990年底,卧龙河气田共建成采气井口装置84套、各类集气站5座、集气支线169公里、集气干线48公里、天然气净化装置4套(其中引进净化装置1套)、增压站1座、污水回注站3

座、污水管线5.5公里(管径89毫米)以及向重庆市供气的两条净化气管线和向渠县脱硫厂的原料气管线。

三、中坝气田

1973年,根据气田雷三气藏硫化氢含量高(105克/立方米左右),须二气藏不含硫但含有较多的凝析油的实际情况,采取分气藏建设两个矿场集输系统,汇合到总配气站向用户供气的建设方案。须二不含硫天然气集输系统配套建设凝析油加工装置,雷三高含硫集输系统配套建设净化装置。当年8月,四川省石油管理局广宁石油勘探指挥部建成中4井采输工程,向长城钢厂等单位供气。

为解决须二气藏所含的凝析油,在中4井附近建设1座日处理1万吨的炼油厂,1974年1月建成投产。1973~1978年,气田共建成不含硫天然气井口装置12套、常温集气站3座、配气总站1座、集气管线22公里、凝析油加工厂1座,形成不含硫天然气的集气系统,经中德线和成德线向成都方向供气。

1981年12月开始建设雷三气藏高含硫采气井口装置6套、低温集气站1座、集气管线15公里、脱硫厂1座,形成气田含硫集气系统,1982年3月投产。与此同时,该气田不含硫集气系统的规模从原12口气井扩大为

21口气井的集气管网,凝析油加工厂的建设规模从日处理1万吨扩大为日处理2万吨,全气田形成了不含硫和高含硫两套集气系统,联合向成都方向供气的格局。

1984~1990年,适应雷三高含硫气藏开发的需要,改造扩建高含硫集输系统和天然气净化厂,引进加拿大德尔泰公司的硫磺回收装置。针对气田东南部须二气藏低渗透区地层压力偏高,而气田北部地区须二气藏气井排出卤水多的情况,分别建成中47井站(不含硫高压气集中降压分离后送总配气站)和卤水处理试验站(集中处理卤水)。

1990年底,气田共建成采气井口装置41套、常温集气站4座、低温集气站1座、天然气净化厂1座、配气站2座、炼油厂1座、液化石油气生产装置1套、集气管线77公里和油管线29公里。

四、磨溪气田

1965年1月,蓬莱油矿在气田磨1井建成第一套采油气装置,采出的油用罐车运往南充炼油厂。1979年7月,为给遂宁天然气化工厂增加原料气,川中矿区建成3口气井井口装置和管径108毫米、长18.34公里的集气干线。1988年,根据雷一含硫气藏钻探成果开始建设含硫集气工程,从加拿

大马龙公司引进橇装式脱硫装置1套。

1990年,气田建成不含硫气井和含硫气井的两个集输净化系统,其中不含硫集输系统有井口装置10套、集气管线46公里;含硫集输净化系统建

成采气井口装置29套、集气总站1座、联合站1座、集气站5座、集气支干线63公里、原料气管线22公里、净化气管线61公里、水处理厂2座和正建日处理50万立方米的橇装脱硫装置1套。

第二章 油田开采

第一节 油藏工程

一、试井

1958年,在充78井试井,测定油井的合理生产制度。1960~1961年,桂花油田取得一批高产油井后,开始采用压力恢复曲线不稳定试井计算油层参数。1974~1980年在桂花油田注水试验中,从选区选井论证到试验期间的监测观察、水线跟踪,直至注水试验的总结评价,都主要依靠试井结果判断。1987年引进格林加坦现代试井解释技术,配合引进RPG、KPG高精度压力计和计算机,试井成果广泛地用来计算油层参数、污染程度、预测油井动态和剩余可采储量等。

二、储量计算

1958~1960年计算过南充、广安和蓬莱油田储量,由于没有足够的原油分析数据和裂缝性储层参数,计算结果没有实际价值。1978~1979年,分别对桂花油田大安寨组油藏和八角场大安寨组油藏用容积法计算了储量。计算中采用高压物性分析数据,明确油藏是裂缝性的。进入80年代后,采用物质平衡法、产量衰减法、弹性二相法对油井区块储量进行探索,其中衰减法计算求得油井可采储量较为切合实际。

第二节 采油工程

一、开采方式

1958~1960年,由于对川中油田的具体产层尚不清楚,提出“打一层清一层”的开采原则。即自下而上先试大安寨组油藏的大三,再试大二最后试大一,试到哪层获得油流即投产。这一做法的优点是不易漏掉产层,其缺点是不能发挥多产层的潜力,且投资增多,产油成本高,往往在决策上受到下层有油气但产量低、对上层又无把握的困扰。1980年,搞清大安寨各层组流体性质、压力都比较近似,有实现多层合采的地质基础后,分层酸化工具亦研制成功,故油井多采用一次钻开分层酸化后多层合采的方式,单井产量明显提高,投产、试油效率等指标也因之得到改善。

二、油井投产与增产

川中绝大多数油井必须经过盐酸酸化后才能投产。30多年来经过上千次的现场施工,确认酸化作业可以清除井腔附近地层的污染、恢复油井的自然产能,只有在少数油井中产生造缝、沟通新裂缝的效果。酸化中的盐酸

用量一般为每米射开厚度2.5~4立方米,盐酸浓度一般为18%~20%,注酸泵压不超过50兆帕,排量每分钟约1立方米,酸反应时间1.5~2小时;酸化后多数井能自喷。在大安寨组油层试验过加砂压裂及前置液压裂均未取得增产效果。

油井的增产措施以采用挤轻质油或挤凝析油的效果最佳。1978年起,选择历史上曾是高产、开采一个时期后因油气比上升油产量下降的老井,挤入20~30立方米轻质油,以提高井筒附近的油相饱和度,溶解井底因长期采油形成的粘稠污垢,达到恢复或部分恢复油层原有渗流条件,增加原油产量。其工艺技术简易,投资少,方便安全,效果明显。到1990年共施工161井次,有增产效果的106井次,12年中总计增产原油6万吨左右。对已投产,但部分产层尚未有效动用的油井(如桂8、角35井),采用堵塞球酸化技术增产效果较好。

三、注水试验

为摸索注水二次采油的可能性,1965年首先在室内开展注水配方及水质处理试验。1965~1967年,在南

充油田5井区凉高山组进行注水方式和注入强度现场试验,注水2.02万立方米后,16口井中见效井仅1口。1974~1982年,又在桂花油田大安寨组油层的蓬40井区、柳树区、桂9井河滩区试验注水开采,先后有14口旧井转注,总注入水量27万立方米,净增原油5000吨左右。通过长达8年的试验,发现川中非均质油层的注水扫及系数太低(小于0.1),注入水沿裂缝串进,水害大于水利,加之成本高,在现有技术条件下难于通过注水达到二次采油的目的。

四、原油集输

川中油区的油井高度分散,产量又低,只有采用单井分离、油罐储存、汽车运油的原油集输方式。1959年,从南充油田至南充炼油厂建成一条管径219毫米、长21公里的输油管线和容积为500~5000立方米的储油池,因油量不足未能输油;1963年改作输气管线,1967年拆除。

1990年,全川产油16.2万吨,其中川中地区产油7.8万吨。