

## 第二篇

# 油气井建设



## 第一章 钻井工程

秦统一巴蜀后,蜀守李冰在今邛崃一带,钻凿盐井,产出天然气。四川凿取天然气比较早的地区还有自流井、犍为、五通桥、蓬溪县蓬莱镇等地。

1937年11月6日~1949年11月5日,四川油矿探勘处先后在巴县、隆昌、威远、江油钻井6口,获巴1井和隆2井两口气井。

1950年以后,从苏联、罗马尼亚进口钻机,引进技术,在四川逐渐扩大钻探范围。1960年5月,地质部第四普查勘探大队第一台深井钻机,在长寿县双龙构造长寿1井开钻,井深1458米。1962~1964年,在南充270井开展了多底井试验工作,并进一步开展空气钻井、优质轻泥浆、硬质合金钻头、取心、开窗侧钻、先期完井及固井等新工艺试验。1965年,四川石油管理局在泸州对历年的钻探工作进行总结,

针对四川碳酸盐岩裂缝性油气藏钻井的特点,确定了科研攻关方向,并陆续取得成果。

1976年2月27日,7002队在龙女寺构造攻克高温、高压钻井难题,完成国内第一口6011米超深井女基井。1977年12月4日,在全国84个单位的技术支援下,7001队于老关庙构造钻成国内第一口7175米超深井关基井,深井钻井技术达到国际先进水平。

1980年,试用以全角变化率来衡量井身质量的新标准,继续推广无固相、低固相及磺化系列抗高温防粘卡泥浆,修订了《固井工作规定》、《泥浆净化设备使用规定》等制度。1982年,明确提出“井喷就是事故”,制订井控技术操作规定,坚持平衡钻井。1983年,推广和普及喷射钻井、高效钻头、防斜打直、优质洗井液、平衡钻井和井

控技术等综合工艺技术,收到明显效果。1985年,继中坝钻成中47、48大斜度定向井后,在同井场打成第三口定向丛式井中54井,该井水平位移1691米,创国内水平位移最高水平。1986年,四川石油管理局召开了科学打探井工作会议,制订井控工作规定。1988年,又增加科探井队,并开发井控装置微机辅助设计系统。1989年,制订油气井井控技术实施细则,完善配套井控装备;继续进行“加深添火”工艺试

验;完成国家“七五”重点攻关项目隆40-1井定向井丛式井技术研究,积累了大斜度井的实践经验;贯彻“一场多井、一井多底”的方针,侧钻七里6-1、池39-1井。

经过长期的实践与探索,在四川发展了一整套适合碳酸盐岩裂缝性、高压、含硫油气藏钻井工艺技术。

四川历年钻井任务完成情况见表2-1、表2-2。

1950~1990年四川石油管理局钻井工程(不包括浅钻)统计表

表2-1

年 份	开钻 井数 (口)	完成 井数 (口)	钻井 进尺 (m)	钻机 月速 (m/台月)
1950~1952		1	556	35
1953~1957	83	62	116251	192
1958~1962	541	552	933355	346
1963~1965	80	62	156796	274
1966~1970	296	293	489318	318
1971~1975	430	405	974876	352
1976~1980	590	567	1731155	372
1981~1985	505	510	1751897	376
1986~1990	545	538	1818883	471
合 计	3070	2990	7973087	373

1965~1990年西南石油地质局钻井工程(不包括浅钻)统计表

表2-2

年 份	完井数及总进尺(口,m)						合 计	
	完井	1200~3000	完井	3001~5000	完井	5000以上	完井	总进尺
1965~1985	37	91136.85	39	139246.53	6	31075.57	82	261458.95
1986~1990	23	58398.17	4	13552.00	2	10455.00	29	82405.17
总 计	60	149535.02	43	152798.53	8	41530.57	111	343864.12

## 第一节 钻井装备

### 一、钻井设备

#### (一) 钻机

1950年,中央燃料工业部石油管理总局重庆办事处仅有1台能钻1200米的德式钻机。1953年,西南石油勘探处引进罗马尼亚R-2500型钻机2台和R-1200型钻机1台、苏联Y<sub>2</sub>-4-5Д钻机1台,在隆昌和江油进行钻探。至50年代末,有苏联Y-5Д、By-40及罗马尼亚R-1200、R-2500、R-3200、R-4000等型钻机。1966年,四川石油会战指挥部动用钻机103台,有2DH-75A、Y5-1Д、R-3200、4LD-150等型号。

1980年后,钻机数量及类型相应增多,有1500-E(6000米)、4DH-315(7000米)、F320-3DH(6000米)、

3DH-200A(5000米)、Y-3Д(5000米)、F200-2DH(4000米)、F250-3DH(4500米)、4LD-1500(3500米)、Y-5Д(3200米)、ZJ-45(4500米)、大庆I-130(3200米)、大庆II-130(4000米)、E-2100(7000米)等型号。1990年,全川共有大型钻机137台,其中四川石油管理局102台,西南石油地质局35台。

#### (二) 井控设备

50~70年代中期,井控设备仅有井口防喷器装置、放气管线和钻具内防喷工具3部分。防喷器为苏式ППМ型,工作压力为7.5兆帕,操作笨重,工作不可靠。

1975年,开始使用从美国引进的279毫米(11英寸)、35兆帕的液压井口,它包括双闸板液压防喷器、万能防喷器和控制系统。因未全套引进,只适

应快速关井,不适应高压关井和高压井控作业。1977年,使用重庆矿山机械厂生产的340毫米(13 $\frac{3}{8}$ 英寸)、21兆帕液压防喷器。1978年,开始使用罗马尼亚产245毫米(9 $\frac{5}{8}$ 英寸)、35兆帕双闸板液压防喷器。

1986年以后,四川石油天然气行业拥有的各类液压防喷器达到每台钻机1.5套的配套要求,对节流管汇、防喷管线和防喷闸门进行35兆帕压力等级配套,井控能力得以提高。

### (三)固控设备

50~60年代,钻井使用的固控设备为振动筛和沉砂池。当时,3200型钻机安装2台振动筛,筛布使用16~18目,只能清除粒径920微米以上的砂粒。

1978年,引进的罗马尼亚F320—3DH型钻机,带有振动筛、沉砂罐、除砂器、除泥器等泥浆净化固控设备。固控设备由振动筛一级,发展到振动筛、除砂器、除泥器三级,使泥浆含砂量降低到0.5%以下。

1979年后,部分钻机更新使用新式的高频振动筛。1985年,为在用的钻机配齐罐式循环系统、除砂器、除泥器。1989年起,为部分F320—3DH型钻机配备NS821型双层振动筛,在部分F320—3DH型钻机上配备NJ821型泥浆清洁器,固控设备由三级发展到四级。

## 二、钻井工具

### (一)钻头

1950~1975年,使用325毫米(12 $\frac{3}{4}$ 英寸)×219毫米(8 $\frac{5}{8}$ 英寸)×146毫米(5 $\frac{3}{4}$ 英寸)、273毫米(10 $\frac{3}{4}$ 英寸)×168毫米(6 $\frac{5}{8}$ 英寸)两大套管程序,钻头尺寸繁多。除使用苏联和罗马尼亚的三牙轮钻头外,还使用国产(主要有上海石油机械厂生产的JR极软、R软、M中软、C中、T中硬、Y硬、JY极硬等7种)三牙轮钢齿钻头。

1976~1990年,主要使用445毫米(17 $\frac{1}{2}$ 英寸)或490毫米(19 $\frac{1}{4}$ 英寸)、311毫米(12 $\frac{1}{4}$ 英寸)、215毫米(8 $\frac{1}{2}$ 英寸)或212毫米(8 $\frac{3}{8}$ 英寸)、152毫米(6英寸)或149毫米(5 $\frac{7}{8}$ 英寸)等三牙轮钻头,少数加大一级套管用660毫米(26英寸)组装式牙轮钻头,钻头系列简化而完善。引进美国四合一牙轮钻头(密封、硬质合金镶齿、滑动轴承及喷射式),试验和推广聚晶金刚石钻头,满足了喷射钻井和深井重泥浆井段钻井的要求,提高了钻井速度。

取心钻头,50年代使用苏式四牙轮取心钻头,60年代用硬质合金钻头,70年代后用金刚石钻头。单次取心进尺、破碎地层的取心收获率逐渐提高。

### (二)钻柱

50~70年代中期,钻柱组合比较

单一。钻具的钢级为A级(相当于国产D40钢级),使用规范标准为苏联国家标准(60年代部分使用法国和罗马尼亚钻铤)。

1975年后,钻具使用规范改为美国API(美国石油学会)标准,以API标准的日本钻柱取代苏联钻柱。钻铤为9、8、7、6 $\frac{1}{4}$ 、4 $\frac{3}{4}$ 、3 $\frac{1}{2}$ 英寸;钻杆为5、3 $\frac{1}{2}$ 、2 $\frac{7}{8}$ 英寸;方钻杆为5 $\frac{1}{4}$ 、3 $\frac{1}{2}$ 英寸。钻杆的钢级有E75、X95、G105、P110、S135,采用管体与接头对焊,大多数为内外加厚型。1977年,在卧55井首次使用日本生产的114毫米(4 $\frac{1}{2}$ 英寸)铝合金钻杆,使4000型钻机完成一口4531米深井。1987年,在草15井首次使用国产229毫米(9英寸)液压减震器钻井,延长了钻头工作寿命,改善了钻具受力条件。1988年,全部采用国产钻铤。

### (三)涡轮钻具

50年代推广涡轮钻井,但由于设备功率不足,管汇不耐高压,三牙轮钻头不适应高转速(每分钟500~600转),而仅限于浅井段钻进,钻井井深一般不超过1200米。1966年,巴24井钻水平井使用152毫米(6英寸)短涡轮。常用的涡轮钻具有255、215、170毫米(10、8 $\frac{1}{2}$ 、6英寸)。1989年,在川东卧123井试用中国石油大学研究生部与江汉石油学院共同研制的FWZ-195型涡轮钻具,带215毫米(8 $\frac{1}{2}$ 英寸)巴拉斯钻头钻井,涡轮钻具

在井下工作180.55小时,平均钻速达4.15米/时。说明涡轮钻具带巴拉斯钻头钻井可以提高钻速,但必须具备高泵压的条件。

### (四)取心工具

1951~1962年,采用苏联的KMK和CДK型四牙轮取心工具。与欧美国家生产的硬质合金钻头或金刚石钻头加双筒悬挂取心工具相比,岩心直径小,牙轮保径性能差,易发生事故。后自行设计生产了EBS-8C型六牙轮取心工具,将岩心直径从33毫米增加到63毫米,但未克服牙轮取心钻头的上述弱点,平均取心收获率约50%。

1963~1976年,使用川152毫米(6英寸)和川197毫米(7 $\frac{3}{4}$ 英寸)双筒悬挂式取心工具,平均取心收获率达80%以上。

1977~1985年,进一步改进了川式双筒取心工具,川中矿区研究所研制成功79-6英寸-3型中长筒取心工具,川西北矿区和钻采工艺研究所合作研制了川6英寸-3型长筒取心工具。1977年后,成都石油总机修厂钻头研究所吸收国内外先进技术,改进了金刚石取心钻头结构。

1988年,使用川式取心工具和川石-克理斯坦森公司生产的金刚石取心钻头,取心收获率达98.29%,创历史最好水平。1989年,取心工具在原来的基础上进一步发展到川4、川5、川





169井、206井、蓬7井、桂1井、充176井又先后井喷失控着火,将钻机烧毁。仅3年,井喷失控多达12次,着火8次。1963年,在川南等地推行先期完成、边喷边钻、不压井起下钻,在南充等地试验空气钻井,在威远则试验天然气打开油气层。由于当时技术水平所限,仍造成许多事故。1974年,对井口装置的安装作了严格的要求,并对其连接程序作了重大改革。1975年,首次使用液压防喷器,显示了其优越性,井控技术有了进步,但高压油气井的钻井工艺技术措施仍没有跳出放喷的范畴,井喷失控着火仍时有发生。

1978年,开始对井控技术进行比较系统的研究,健全打高压气井的管理制度,形成一套较完整的工艺技术,能够及时发现溢流早期显示,迅速控制井口,四川井控工作从单纯的处理井喷转变为积极的预防井喷。1982年,四川石油管理局和西南石油学院共同承担完成“六五”国家科技攻关项目——平衡钻井及井控技术研究,促进了井控技术的提高,井喷失控事故明显减少。1986年后,西南石油地质局陆续总结井控工作的经验教训,预测检测地层压力,普及随钻应用dc指数法,形成了系统维护压力平衡的保障。1990年,整个行业配齐各种类型液压防喷器、液控系统、压井节流管汇,完善了井控工作责任制、井控监督员制、钻开油气层前的检查制和井控

装备作业队定期到井队检查制等工作制度,逐步总结完善了一套控制油气井井喷、防止着火和地面、地下灭火的方法。

### 三、深井钻井及保护油气层技术

四川碳酸盐岩裂缝性地层与钻井有关的地质特点主要表现为深、硬、陡、漏、塌、高压、高温、高含硫、多产层、多裂缝系统和多断层等,复杂程度随着井深而增加。井身结构必须不断改进,才能适应深井钻井。40年来,井身结构经历了两个阶段。1953~1973年,采用苏联标准套管程序,主要是 $12\frac{3}{4}\times 8\frac{5}{8}\times 5\frac{3}{4}(5\frac{1}{2})$ 英寸,还有部分 $14\frac{3}{4}(16\frac{3}{4})\times 10\frac{3}{4}\times 6\frac{5}{8}$ 英寸,最深的井为3877米。1974年以后,逐渐采用了API系列的套管程序,为 $13\frac{3}{8}\times 9\frac{5}{8}\times 7\times 5$ (尾管)英寸,1982年又增加一层套管,为 $20\times 13\frac{3}{8}\times 9\frac{5}{8}\times 7\times 5$ (尾管)英寸。

50年代钻井设计仅是钻探设计施工大表,60年代增加了钻探设计书。1981年后又增加了环境资料、井深/压力关系图、地层压力预测、地层漏失测试等内容,有效地指导了深井钻井工作。1990年,四川有超过5000米的深井68口,超过6000米的深井6口,超过7000米的深井1口。

在关基井钻探过程中,攻克高温、高压、盐水层、石膏层、垮塌层等一系

列技术难关,取得白垩系一二叠系完整可靠的地质剖面,开展7项录井,取得33项资料,发现32个油、气、水显示和气测异常井段,在井深7154~7160米的深处获得工业气流,为研究川西北一川中过渡带石油地质情况提供了资料。1978年,在全国科学大会上获重大科技成果奖,在四川省科学大会又获重大科技成果奖。关基井攻克了超深井6方面的技术难关:①超深井取心技术关,用6英寸金刚石钻头钻达井深7175米,在井深7058~7069米取心收获率达到100%;②超深井泥浆高温高压关,在井底温度160~170℃、井底压力153.9兆帕的条件下,轻、重泥浆性能稳定;③超深井固井工艺技术关,9 $\frac{5}{8}$ 英寸技术套管和7英寸油层套管分别用一级注水泥和双级注水泥固井,施工顺利,质量良好,9 $\frac{5}{8}$ 英寸套管长4224.38米,重302吨,注两凝水泥304.8吨,水泥返至地面;7英寸套管长7053.50米,重306吨,注水泥190.06吨,实现自动化计量及风动化注水泥;④高强度钻井工具及高压密封件关,初步研制出一套适应超深井的钻具和套管的悬吊工具、双筒取心工具、打捞工具、回压凡尔、钻杆胶皮护箍等;⑤超深井地震地球物理测井关;⑥超深井地质、气测录井关。

1986~1990年,四川石油管理局和西南石油学院共同承担完成国家“七五”重要科技攻关项目《四川碳酸

盐岩气藏保护气层的钻井完井技术》。1986年,四川石油管理局科委组织研究院、钻采工艺研究所、天然气研究所、设计院、井下作业处、测井公司和川东钻探公司等单位参加攻关研究试验,成立了国家科技攻关项目领导小组和综合配套现场试验指挥部,现场试验由川东钻探公司负责,在成28等5口井试验,取得如下成果:①影响气层损害的地质因素研究;②保护气层钻井完井液研究;③保护气层的油井水泥降失水剂CT11-1和减阻剂SXY以及微珠低密度水泥研究;④保护气层完井技术,形成以插管封隔器和油管传输射孔组成的一次性、多用途完井管柱;⑤研制了胶凝酸压裂和泡沫酸化两种新型投产工艺技术;⑥威远气田井下油套管结垢因素探讨;⑦形成预防和处理溢流、井喷和井漏的体系,研制成功能酸化的PCC暂堵剂。

#### 四、定向井丛式井技术

1961年底,针对四川碳酸盐岩裂缝性油气藏特点和四川人多地少、地形复杂等情况,为增加钻穿裂缝的机遇率,增产油气,节约土地和资金,四川石油管理局召开多底井工作方案会议,并先后成立川中、川南多底井试验攻关小组。1962年,充270单筒多底井开钻。1963年,在隆21井等进行套管开窗侧钻试验。1965~1966年,分别

在川中磨3井、川南阳26井和巴24井开展水平井及大斜度井试验。其中磨3井井身剖面采用三段制,1965年7月开钻,1965年11月稳斜钻至井深1685米完钻,成为国内第一口水平井,最大井斜 $92^{\circ}$ ,最大水平位移444.21米,横穿大安寨组主油层204.6米(相当于垂厚13.7米的14.9倍),获得工业性油流。1974年,在荔枝滩构造开钻荔6井大斜度井,从沱江南岸钻至沱江北岸,解决二叠系气藏勘探问题。该井在井深300米开始定向造斜,1975年5月18日钻至二叠系栖霞组,井深2050.41米完钻,水平位移798.42米,最大井斜角 $45^{\circ}$ ,酸化后产气57.57万立方米/日,为同一构造、同一层位直井日产量的3~10倍。1975年11月,在同一井场开钻荔8井定向井,钻至井深1924.45米,井斜角增至 $58^{\circ}05'$ ,因无合适的涡轮钻具及配件,停钻封井。

1962~1979年,创造了国内定向井的多项记录:最大井斜角 $119^{\circ}$ (巴24井);最大水平段长160米(磨3井);最大水平位移798.42米(荔6井)。

80年代初,在中坝开展丛式井试验。中47定向井是利用中11直井井场,为开发长钢厂区地下的须二气藏而钻探的。该井于1981年7月31日开钻,1983年钻至井深2720米完钻,垂深2440米,水平位移1080米,最大井斜角 $36^{\circ}15'$ ,闭合方位 $130^{\circ}12'$ ,达到了

设计要求。中47井首次使用引进的单、多点照相测斜仪和螺杆钻具等一系列定向井新型工具仪器,在打深、打远、打准、打快、处理井下复杂情况等方面提高了一大步。1984年1月24日,该丛式井组的第二口定向井中48井开钻,完钻井深3039米,垂深2482米,水平位移1457米,闭合方位 $170^{\circ}13'$ ,井斜 $56^{\circ}10'$ , $8\frac{1}{2}$ 英寸的大斜度井段成功下入7英寸油层套管(带扶正器)。1985年1月25日,该丛式井组的第三口定向井中54井开钻,完钻井深3143米,垂深2497米,是当时四川地区最深的定向斜井,水平位移1691米,闭合方位 $77^{\circ}16'$ ,最大井斜 $64^{\circ}$ ,水平位移居全国第一。1986年中坝丛式井组获四川省科技进步二等奖。

1985~1990年,四川石油管理局和西南石油学院共同承担完成国家“七五”重点科技攻关项目《定向井丛式井钻井技术研究》中的“四川地区定向井和丛式井钻井技术研究”课题,以川中矿区角41丛式井(一直二斜)、川西南矿区隆40丛式井(一直二斜)作为科学试验井。角41丛式井组,1986年8月~1987年1月钻完第一口直井;1987年3月23日第一口定向斜井角41—1井开钻,后因井下事故报废。隆40丛式井组于1987年4月20日开钻,1989年5月25日完钻,完钻井深3130米,垂深2290米,水平位移1459米,完钻最大井斜 $90^{\circ}$ 、闭合方位

342°33′,斜穿气层532米,获得国家“七五”定向井丛式井钻井技术研究特等奖。1987~1990年,又先后钻成草16、池39—1、七里6—1等定向井。

### 五、喷射钻井技术

1977~1978年,四川以3238、32764、32111、3275、1818队为试点队,推广喷射钻井技术,推广面为30%~50%,推广深度大部分在上、中部井段,二次开钻后在低密度钻井液、钻井

泵压10~15兆帕的条件下,成效显著。1978年共在37个构造、48个井队、88口井上进行高压喷射钻井。

1979~1985年,喷射钻井以提高泵压为主,向改善井底流场、实现四个提高(钻压、比水马力、喷速、总泵压)、两个缩小(喷嘴尺寸、排量)的优选钻井参数技术发展,在实践中总结出喷射钻井三个阶段的技术参数(表2—3)。国产的喷射式钻头新品种也不断得到开发。

喷射钻井三阶段技术参数表

表2—3

项 目	喷射一阶段	喷射二阶段	喷射三阶段
泵压 (MPa)	10~12	14~15	18~20
喷嘴喷速 (m/s)	95~105	120~125	145~165
比水功率 (kW/cm <sup>2</sup> )	0.46~0.51	0.57~0.68	0.8~1.14

1986~1990年,喷射钻井技术从优选水力参数技术向全面优选技术发展,包括水力参数、钻井参数、钻头类型、钻井液性能、钻柱组合及井眼质量控制等。通过国家技术鉴定的《优选参数钻井技术》列为国家“七五”期间重点推广项目。至1990年,喷射钻井队所钻进尺占总进尺的69.6%,二、三阶段进尺占喷射总进尺的74.96%,平均月速为4881米/台月,平均完钻井深

为3180米。

### 六、“加深添火”技术

1988年,四川石油管理局根据康世恩关于在老气区实行“加深添火”的指示,在老气田进行增产试验。“加深添火”方法即不限定某一个目的层,只要有裂缝圈闭,就采用轻泥浆近平衡钻井方法,自上而下逐层打开,逐层采

气,采完再钻,钻完采完。“加深添火”应具备的条件,一是在已有采输管网的多产层裂缝圈闭型气藏;二是气层的硫化氢含量低于规定标准;三是井口装置要能实现钻采合一,井身结构要能适应安全“钻完采完”的要求。从1988年5月~1990年10月,共钻试验井58口,获气井41口,累积生产天然气3.44亿立方米、原油1.65万吨。

## 七、井漏治理技术

50年代,堵漏工艺技术简单,堵漏材料有水泥、糠壳、锯末等。1956年1月,东1井钻至井深1131.61米发生井喷,压井时井漏,造成“又漏又喷”的复杂局面,采用锯末和胶质泥浆520立方米堵住了井漏,制止了井喷。1957年4月,巴9井井口大火扑灭后,压井时发生大漏,先后用锯末、谷壳泥浆、胶质水泥等堵漏压井16次,耗时5个月,注入泥浆2385立方米、谷壳84车、锯末5车、麻丝3车、石灰21.5吨、水泥72吨。

60年代,堵漏材料有水泥、石灰乳、纤维质(锯末、糠壳、稻草)、泥球、石块等。在治漏工艺技术上有“降低密度,提高粘度”、“强钻过漏层,下套管封隔”等措施。

70年代,对一些大漏层仍采用

“清水强钻”、“高粘泥浆垫底带砂”治漏工艺技术。1971年,峡16井钻至井深439米井漏,有进无出,耗时5个月堵漏无效,采用“清水强钻,高粘泥浆垫底带砂”措施,钻至井深653米,下套管封隔成功。

80年代,治漏工艺技术有明显的发展,推广应用了桥接堵漏、单向压力封闭剂堵漏、弹性凝胶和尿醛树脂堵漏,对井漏实施综合治理。1982年,草2井钻至飞一段井深1733.44米,发生强烈井喷,使用密度1.80~2.10克/立方厘米泥浆压井,井漏不返,又漏又喷;使用重泥浆和水泥联合堵漏压井7次均失败。后采用打重晶石塞子和注水泥塞的联合堵漏压井措施,注入重晶石粉40吨、水泥39吨,在井深1034米形成了水泥塞,把高低压层隔开,制服了上漏下喷的复杂局面。1987年使用狄塞尔<sup>①</sup>堵漏,见到好的效果。在罐14井、池22井、七里8井、池30井等使用,成功率高达70%。1989年,新13井使用密度2.33克/立方厘米泥浆,钻至井深2023米发生井漏,用单向压力封闭剂3.42吨加在40立方米泥浆中(浓度8%)注入井内,堵漏成功。

至1990年,基本形成了多种堵漏剂的组合复配技术体系。其组合复配方式有:①PMN凝胶+水泥浆,适用于水漏层的堵漏;②桥接泥浆+水泥

<sup>①</sup> 狄塞尔为一种高失水剂,注入漏层后,在压差作用下,很快形成具有一定强度的滤饼,封堵住漏失通道。

浆,适用于大裂缝、溶洞漏失;③水泥浆混桥接材料,适用于大裂缝、溶洞漏失;④狄塞尔混桥接材料,适用于裂缝、溶洞漏失;⑤PMN 凝胶混桥接材料,适用于水层、裂缝漏失;⑥PCC 混桥接材料,适用于裂缝、溶洞、气层漏失;⑦石灰乳+水泥浆,适用于一般性裂缝漏失;⑧重晶石粉+水泥浆,适用于大水层、大漏失。在综合治理井漏上形成10项工艺技术:①静候。停止循环,静止4~8小时,可向井浆中加2%~4%柴油,适用于渗透性漏失;②降密度。适用于无高压产层,无严重垮塌的井;③桥接泥浆单向压力封闭剂堵

漏。适用于长段裸眼、漏失层段不清的井;④水泥堵漏。适用于漏失层段清楚的井;⑤桥浆堵漏。适用于长裸眼,漏失层段不很清楚的井;⑥化学堵漏。适用于水漏同层的井;⑦高失水剂堵漏(狄塞尔、PCC)。适用于气漏同层的井;⑧单向压力封闭剂(DF-1)堵漏。有保护油气的特性,适用于渗透性漏失,实施随钻堵漏;⑨清水强钻,下套管封隔。适用于无气层、井眼稳定的井;⑩反循环堵漏压井。适用于又漏又喷的井,从环间先注入桥浆,紧跟着注压井泥浆。

### 第三节 钻井液

1953年以前,所钻的井较浅,使用清水中不加任何处理剂的天然钻井液(即井内自然造浆或黄土配浆的钻井液)。

1953~1964年,形成了细分散钻井液体系,采用的处理剂有烧碱(NaOH)、纯碱(Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>)、丹宁酸、香叶粉、煤碱液,配制的钻井液一般仅能钻探1200~1500米的井,技术难点是如何处理钻穿嘉陵江组的石膏层所带来的一系列污染问题。尤其是钻井液密度稍高时,土相含量较大,粘度、切力上升快,不易控制,滤失量增大,泥饼变厚,常造成泥饼粘附卡钻事故。随

后发现用原浆能较安全地穿过嘉陵江组大段石膏层,逐步创造性地应用了高pH、同离子效应和煤碱剂抗石膏钻井液,还应用了松枝碱液等钻过盐水层和岩盐段。石膏基钻井液的使用,不同程度地缓解了石膏层、盐水层、盐岩层的技术难题。

1965~1970年,针对香溪群、雷口坡组、嘉陵江组、阳新统、震旦系的盐水层以及乐平统的煤层坍塌层,摸索出对付垮塌卡钻、盐类污染的钻井液体系,当时所用的钻井液类型有饱和石灰水处理钻井液、石灰基钻井液、褐煤石膏钻井液、褐煤氯化钙钻井液,

部分地区形成了粗分散钻井液体系，基本上满足了中深井钻井的要求。

1971~1980年，由单一的分散型钻井液体系发展到钙处理粗分散钻井液体系及不分散低固相钻井液体系。70年代中期，开始在重庆群造浆井段使用单一的聚合物无固相体系钻进，提高了机械钻速，缩短了钻井周期，为单聚体系以及喷射钻井需要的聚合物钻井液体系的研究创造条件。这一阶段在防塌体系的研究和应用中引入高价阳离子和无机盐，增强体系的防塌抑制能力，形成聚丙烯酰胺、腐植酸钾、乳化沥青、钾钠水玻璃等防塌钻井液。70年代后期，深井及超深井钻井液得到了长足发展，研制成功和应用了抗高温的三磺钻井液，为在四川钻成超深井提供了条件。

1981~1990年，根据聚合物钻井液及流变参数的优选理论，研究和开发出一批新型处理剂和钻井液体系及配套工艺技术。80年代中后期，针对四川各区块、各构造的地质特征，基本形成一整套适应各种不同条件的钻井液体系：有满足喷射钻井工艺要求的单聚、多聚无固相、低固相钻井液、聚磺钻井液以及强抑制性的复合离子型聚合物钻井液；有针对特殊地层的盐水、饱和盐水钻井液以及抗温抗盐饱和石膏钻井液；有针对特殊工艺要求的定向井钻井液、油基钻井液、钾—石灰钻井液，在三磺钻井液的基础上发展了三磺钻井液，开辟了保护油气层钻井液、完井液及配套技术的研究和应用领域，钻井液设计初步实现分区块分地层标准化、规范化(表2-4)。

四川地区定型钻井液体系及类型简表

表2-4

序号	钻井液体系	钻井液类型	适用范围(层段及构造)
1	聚合物不分散体系	①单聚无固相钻井液	适用于Jc~Jt井段、无显示的Th~Tf井段,以及Tc井段
		②多聚不分散无固相钻井液	适用于Jc~Jt井段、无显示的Th~Tf井段,以及Tc井段
		③多聚不分散低固相钻井液	适用于Jc~Jt井段、无显示的Th~Tf井段,以及长段膏盐层Tc井段
2	钾基体系	④钾—石灰钻井液	适用于所有构造,尤其是坍塌的地区和构造
		⑤钾—钙—FRH钻井液	适用于所有构造的定向井和水平井

续表2-4

序号	钻井液体系	钻井液类型	适用范围(层段及构造)
3	钙处理体系	⑥腐植酸盐氯化钙钻井液	适用于Jc~Tc井段
		⑦腐植酸盐石灰钻井液	适用于Jc~Tc井段
		⑧腐植酸盐石膏钻井液	适用于Jc~Tc井段
4	磺化体系	⑨聚磺钻井液	适用于各构造的所有层段
		⑩腐植酸盐—氯化钙磺化钻井液	适用于各构造的所有层段
		⑪钛铁盐石灰磺化钻井液	适用于各构造的所有层段
		⑫饱和石膏基磺化钻井液	适用于深井段、超深井段大段盐膏层的所有构造
		⑬低胶磺化钻井液	适用于各构造的所有层段
5	盐水体系	⑭盐水钻井液	适用于含盐膏层段的所有构造
		⑮饱和盐水钻井液	适用于含大段盐膏层段的所有构造
6	油基体系	⑯油基钻井液	适用于特殊要求的所有构造

#### 第四节 固井工程

1937~1953年,四川地区固井作业均使用普通水泥,人工搅拌水泥浆,再用泥浆泵注入井内,候凝后试压均不合格。1954~1958年,先由西北油区调来2台150型水泥车,后从苏联引进亚斯300型、太脱拉T111—150型水泥车共20台,采用水泥车配浆注浆和调整好泥浆性能压稳油气层、两凝水泥固井工艺。1958年前固井合格率为50%~70%,1963年固井合格率平均达到76.3%。

1963年10月,开始执行石油部颁

发的固井技术规程。同年,四川石油管理局成立井下作业处,开始研制机械化作业线。1965年9月制造出运灰罐、储灰罐和背罐车等设备。至1972年,先后建成2座散装水泥库、4种气动下灰装置,经92井次固井的试验,达到储、运、配、测一条龙系列化。1965年,在川中油区采用了稳、刮、细、扶、紧、大、快、准、匀、转的十字作业方法固井,而高压气井则采用三个压稳、加重水泥、两凝水泥加回压等方法,固一口合格一口,并且成功地固好磨3井(水



平井)。

1972年以后打出一批4000~7000米的深井、超深井,有的井底温度达到180℃,压力超过98兆帕。为此引进了400型、700型水泥车,研制出轨道式液压悬挂器、分级箍、隔离液和多种水泥及添加剂,形成一整套工艺技术。1972年,油1井9 $\frac{5}{8}$ 英寸×2714米固井施工一次注水泥435吨;1977年关基井7英寸×7053.57米双级注水泥固井成功;1979年,广深1井9 $\frac{5}{8}$ 英寸套管下至4577.3米,重达320吨;渔1井7英寸尾管下至5573.29米;拔向1井7英寸套管悬挂长达2772.04米;1981年,固好喷漏共存的阳深2井;1982年,盘参井9 $\frac{5}{8}$ 英寸套管3096米采用封闭式双级箍固井,成功地固好有24个漏层的井等。1985年,引进CPT—986型水泥车并进行技术革新,将风动罐流程改为加压输灰,开创一车打多罐注水泥作业技术。油井水泥开始向API标准过渡,推广使用G级水泥,基本代替了以温度系列为标准的75℃、95℃、120℃油井水泥。1989年3月,成功地固好隆40—1定向斜井。

70年代,四川固井质量合格率平均达93%。1980~1990年(除1984、1986年为98%外),均达100%。1964~1990年,共取得科研成果28项,油井水泥从1种发展到4类13种,油井水泥外加剂发展到9类31种,并有了

良好的隔离液。

## 一、常规固井

井身结构套管程序一般中深井采用两层,深井采用3层。1969年以前套管串结构采用苏联模式;1970~1990年套管采用美国API标准,套管串均按美国API标准设计计算。

当井温低于75℃,选用75℃油井水泥或G级水泥;井温75~110℃,选用95℃油井水泥或D级水泥,并作稠化或初凝时间的试验。

1965年起,下套管采用调、划、稳、净、扶、紧、匀、适、速、回十字作业方法,注水泥采用储、运、供、配、注、测一条龙的方法,并总结出风动罐气动混合操作要领六点方法,推广使用至1990年。

## 二、深井固井

深井固井除采用上述方法外,还采用以下措施:套管柱安全系数要“重视抗拉,照顾抗挤,考虑抗崩”(抗拉定为1.6~2.0,抗挤定为0.85~1.0,抗内压定为1.1~1.3);按井温选用水泥或者采用特种水泥,水泥试验温度模拟施工条件,避免出现超缓凝现象;确定好注替水泥浆上返速度,使其等于钻井时上返速度的1.2~1.5倍,即有

较好的顶替效率;为减轻提升系统负荷,要求回压凡尔掏空,试压安全系数达到2~2.5;搞好组织技术措施。

女基井超深井下9 $\frac{5}{8}$ 英寸套管,长4203.3米,重293吨,首次采用美国边际负荷法设计套管柱。水泥为饱和盐水水泥浆,上部注80.7吨缓凝水泥,下部注140吨快凝水泥。注水泥采用风动RM系列化罐,气化注水泥,以两组5台水泥车分别交替向井内泵注,300型水泥车低压配水泥浆,400型水泥车高压抽注水泥浆。

关基井9 $\frac{5}{8}$ 英寸技术套管下至井深4224.38米,套管重量为302.5吨,水泥量304.8吨。采用女基井的方法,固井质量优良。7英寸油层套管固井,井深7175米,裸眼井段长2833.62米,井底温度达172℃,施工中井底液柱压

力130.6兆帕,套管在空气中重量达306.23吨,环形间隙小,一般为19.5~20.6毫米,分级箍及扶正器处最小间隙仅7.2毫米。固井技术除采用女基井的方法外,用双级注水泥工艺,施工中坚持“压稳气层、两凝水泥、适当排量、连续泵注、憋好回压、扶正套管、控制回压”的施工原则,使固井成功。

尾管固井可解决深井全下套管负荷大的问题。1975~1980年,四川地区甩尾管固井241井次,合格率为94.2%;悬挂尾管固井21次,成功率100%。尾管回接固井到1982年共回接8口井,均获成功,经受住了关井和压裂酸化的考验。1982年后,普遍使用高压气井固井方法,1983年,在龙4井井深6026米处,固井成功。

## 第二章 试油气工程

### 第一节 中途测试与完井测试

1950~1957年,先后在隆昌、江油、石油沟、龙泉山、黄瓜山、高木顶、龙女寺、蓬莱和南充等构造进行试油气工作。1953年8月,在隆昌钻探区队组建试油队,开始在隆9、11、13、14等井井深1200~1300米的嘉四<sup>1</sup>—嘉三<sup>3</sup>层自下而上逐层进行试油。用油管抽汲诱喷和套管提捞法降液面求产量,用苏联亚可夫列夫手摇绞车将浮筒或探杆下入井内探测液面变化规律,换算并绘制压力恢复曲线。降低液面诱喷的主要手段是抽汲提捞。注水泥塞、洗井、压井循环用C-80型通井机、ЦА-150型水泥车。天然气的测试计量用临界流量计,油井主要用ЦП-430流量计;压力低、产量小的油井用毕托管差压计测试产量并计算油气比资料。1957年,地质部四川石油普查

大队在龙女寺构造龙4号井钻出原油后,由川中石油钻探筹建处协同试油。

1958年,四川石油会战中,试油工艺方面有较大提高,开始认识到川中油田是大面积的致密或渗透率差的油田。1960年,川中矿务局营山钻探大队设计制造出固定式通井机,在营山11井投入使用,性能良好。在试油过程中发现蜡的影响很大,川中矿务局南充钻探大队开展油井清蜡电热器的试验研究。同时,开始了地层测试技术的应用,将自下而上逐层试油改变为自上而下钻开一层测试一层的方法。利用封隔器带玻璃接头降低地层回压,即将一块玻璃片嵌入特制的钻杆接头,下入井中一定深度后,用锤杆从井口投入,将玻璃打破,达到降低液柱压力和对油气层产生瞬间抽汲作

用,以利油气喷出。1961~1965年,在隆昌气矿的自流井、黄家场、邓井关和兴隆场等构造上共使用126井次。这期间,川中矿务局对大石13井进行系统试井工作,并以此作为标准,在大石、桂花等构造的9口井上试验苏联产的地层测试器10井次,除大石的花1井被卡,其余井次均获成功,这是四川最早的地层测试工具试验。在川中(主要在南充、罗渡油田),为节约套管和水泥,试验泥巴伞完井法,但由于全井眼裸露,不能进行增产作业。四川石油管理局井下作业处对封隔器、水力喷砂射孔、酸化压裂效果等项目进行攻关。

1966~1973年,推广实施“打开一层测试一层,遇显示就测试,遇漏就抽,有工业价值就完钻”的试油方法,试验井下加温、井下电热器、热化学处理、碱水压裂、高压射孔酸化、稀酸喷射等多种方法,肯定压裂酸化是增产的主要方法。1966年,明确规定用原钻机试一层油。试油队伍共有11个试油队(川中8个、川南2个、隆昌矿区指挥部1个)。试油气技术有所发展,试油主机仍是C-80型通井机,排液采用抽汲、气举法,封隔器有卡瓦式、筒形和锥形等形式。测试的方法有:下光油管;下封隔器带玻璃接头。中途测试工作也有新的发展,使用 $4\frac{3}{4}$ ~ $12\frac{1}{4}$ 英寸共8种规格的筒形封隔器,当时测试最深的井为威15井3877.4米。完井

方法,70年代以后,射孔完井占80%,裸眼完井仅个别地区少量使用,贯眼法、泥巴伞法逐渐被淘汰。

1976年底,为提高地层测试水平,从美国引进两套莱茵斯中途测试工具(1套常规支撑式、1套跨隔膨胀式)。1977年5月,首次在龙1井使用莱茵斯工具测试。1979年7月,再次从美国引进3套支撑式、两套膨胀式莱茵斯中途测试工具,10~12月,在中55、潼3、龙8井三口井试验。10月,钻采工艺研究所成立中途测试小组。1980年在渔1井用钻采工艺研究所研制的川182封隔器与莱茵斯工具联合试油气成功。1981年9月,为适应四川气田多产层特点,在川西南矿区昌2井进行跨隔膨胀式工具的试验,取全取准产层的有关资料。1982年7月,钻采工艺研究所中途测试小组扩大为中途测试队。10月中测队在资检1井进行连续测试两层的施工。至此,莱茵斯系列工具能自上而下的对显示层位进行测试,或在大段裸眼井内选层测试(膨胀式)。1983年11月,钻采工艺研究所中途测试队扩编为地层测试站。平均每年中测30~50井次。同时各矿都有一中途测试班,负责常规的中测工作。1985年引进美国江斯顿工具。

1976年9月19日根据女基井的试油要求,选定八角场5号井作模拟试验,取得实测资料后再在女基井施工。至1978年5月5日,在女基井共试

油5层,全裸眼,井温170℃,射孔最大井深5239.92米(震四层),并酸化3次。1978年6月1~8日,关基井二叠系茅口组(井深7175~7053.57米)进行试油气。井下地层压力为151.8兆帕,井下温度178℃,天然气含硫化氢5.45克/立方米、含二氧化碳20.7克/立方米,采用3英寸和2½英寸外加厚的复合油管(系高强度防硫化氢材质),下入井深6556.28米。井口装卡麦隆105兆帕采气井口装置。用轻泥浆替出重泥浆,最后以碱水替满井筒,采用高回压测试,取得了天然气分析数据。通过关基井和女基井试油气,技术水平有较大提高,装备也得到加强:用S10/150型压风机与气举凡尔试验获得成功;推广混气水排液工艺;配备了CQ-350、CQ-600型防硫采气井口、红旗100型通井机、KPY-23-210型液压井口和IIIIM型防喷器等。

1986年,四川石油管理局派出2个试油队到胜利油田参加会战。在使用裸眼支撑式封隔器(LF-300型)的下入深度和压差技术方面达到较高水平,还引进计算机和自动读卡仪1CT710B,使中途测试资料解释工作前进一大步。1987年,引进高压超深井试油装备及试油技术:包括美国哈里伯顿公司的RTTS封隔器、循环阀、

安全阀;加拿大Porte-Test公司的地面分离测试系统;日本NKK公司的3SB防硫油管、住友(SM)公司和丸红(AC)公司的高强度抗硫油管。同年,将江斯顿9⅝英寸-T封隔器应用于裸眼测试获得成功,开展了无电缆射孔、连续油管车排液、两层分采试验,并引进吉尔哈特爆炸式桥塞,在川南的井5井试验获得成功。1988年在平落1井用江斯顿工具在须二段测试,发现了平落坝构造香二气藏。1989年在平落2井通过测试又发现香四气藏。地测站针对四川地区测试的特点,形成了一套适用于气井地层测试资料解释的软件。1989年,进行隆40-1水平井的试油气工作;为试油队配备了国产新型XJ-50型修井机、活动发电房,配齐各种井下打捞工具、液压动力油管钳,试制成功高压采气井口KQ-600、KQ-1000型平板阀等。

1990年底,地层测试工艺技术可完成12½、8½、6英寸裸眼井和9⅝、7、5½、5英寸套管井测试;应用膨胀式工具,可对井径过大、井径不规范的井进行测试;可完成跨隔测试,下一次钻测试两层的施工;还能进行测试、酸化、压裂等综合作业。测试成功率达86.7%。

## 第二节 射孔作业

1954年,从苏联引进射孔工艺。1955年3月,在隆1井769.5~890米,共射440发射孔弹,平均穿透距离7厘米左右;同年,从延长油矿引入井下爆炸技术,用于射孔后效果差的井段。1957年试制成功国产507-103型射孔枪和聚能射孔弹,1958年2月在龙泉山构造2井2988米井段试射成功。上述射孔作业均用人工定位。

1962年以前,在川中地区大安寨、凉高山组,采用一次性射开、混合试油的方法,造成层间互串,资料不清。后改为自然伽马校深、磁性定位和跟踪射孔法,并有目的地对好的层段或自下而上分层少孔重射,一般射厚3~40米,每米10~20孔。1963年,取消人工定位。1964年改装磁性定位器带引爆射孔,后又研制成功JC631型井下磁性定位器,进行了放射性定位射孔。有枪身射孔的WS-85型射孔弹投入使用。

1971年,试制成功火炬Ⅰ型(圣灯Ⅰ型)玻璃射孔弹,并投入批量生产。1973年后射孔弹逐步自给自足,使用SQ-691型跟踪射孔仪,逐步推广跟踪射孔方法。1974年,开展深井、超深井的射孔工艺和射孔弹的研制,在川西苏码头1号井用103型射孔枪

于4057~4034米射孔26炮成功,在中7井用85型射孔枪于4176~4058米射孔36炮成功,创全国两种枪身射孔的最深记录。1976年9月,用西安石油仪器厂生产的4S-2型无枪身射孔弹在油1井井深4968.6~4920米、压力49.03兆帕、温度142℃及严重硫化氢腐蚀的井下,射孔294发,再创全国射孔和无枪身射孔的最深记录。同年,与第五机械工业部协作,研制出“1871”、“411”炸药和耐高温雷管、导爆索、JS-85及JS-90型射孔枪、WS-103和WS-85型射孔弹,并重新设计103型射孔弹,提高了射孔穿透率。1977年5月,在女基井井深5206~5248米(震四段)、井下温度165℃、压力60.31兆帕的条件下,用国产仪器设备、射孔枪和射孔弹射孔成功,登上射孔井深5000米台阶。1977~1980年,研制生产出火炬Ⅱ型玻璃射孔弹、WS-1型103射孔弹,以适应在井口密封的情况下,通过采油树和油管下入井内,在套管内进行不压井的电缆负压射孔。1978年,二普在安县构造川28-2井使用WS-85型射孔枪及无枪身射孔进行常规射孔。

1981年4月,在二12井试验成功过油管射孔新技术;1983年,使用JSG

—51型过油管射孔枪和自制JG—51型射孔弹。1984年,首次使用国产井架车,在自2井采用无枪身过油管射孔新工艺射孔成功,使该井恢复了正常的产气量。同年,在柘1井井深4275米、川绵39井井深5024米成功地进行过油管深井射孔;在隆丰1井5897.7~5881.8米井段,液柱压力

119.3兆帕,井温160℃,用JS—90型射孔枪射孔顺利完成任务,创全国深井、压力最高的射孔纪录。1988年,在磨27井使用斯仑贝谢油管传输射孔(TCP)技术。1989年在龙4井使用哈里伯顿油管传输射孔装置。1990年,油管传输射孔作业已占射孔作业井次的60%以上。

### 第三节 压裂酸化

1955年4月,隆昌区队在隆9井嘉一段1345~1361.5米射孔,进行四川地区第一口井酸化作业,盐酸浓度低于20%,添加适量缓蚀剂、稳定剂、活性剂配制成酸液施工,解堵投产。

1962年,在川中地区对大安寨油层进行压裂试验,压开了部分井的油层。1963年,川南地区对二叠系、三叠系油气层进行压裂酸化。1964年,四川石油管理局组建压裂酸化专业机构和施工队伍,配备较高压力(500型)的专用压裂车,装备和工艺逐步适应井深2000米、温度低于80℃施工的需要,遂1井等一批油气井相继被压开并投产。

1965~1976年,在井下温度为110℃、天然气含硫化氢的威3井首创50兆帕高压酸化纪录。1972年,推广高浓度酸化获得成效;700型压裂车与自制封隔器配套,登上70兆帕施工

台阶,在白8井等低渗透井改造中作出贡献,实现从储酸到施工后排液全过程机械化,跨入了“人不见酸,酸不见天”作业的新时期。经过长期实践,高(泵压)、大(排量)、连(施工连续)、短(注酸时间)、快(排液)、净(井底净),环环紧扣的六字施工作业经验及技术日趋成熟。

1977~1980年,从美国引进1000型压裂车、液氮车、混砂车、管汇车、仪表车、连续油管车等设备。1978年,用1000型压裂车与川—772型封隔器,在况3井施工,高压酸化再创98兆帕施工的新纪录;加砂压裂完善了选砂、加砂的机械系列配套,为大砂量施工奠定了基础;相继开展油酸乳、胶化酸、选择性压裂酸化工艺的现场试验,逐步增加改造不同特点储层的手段;常规压裂酸化在女基井写出深井(5248米)、高温(150℃)施工成功的

新篇章;通过总结,将各种缓蚀剂分别用于盐酸浓度15%~28%、温度70~180℃筛选出的最佳配方25个。同年,新型复合缓蚀剂7801用于浓度为28%的盐酸配方,至150℃时缓蚀率在99%以上,耐温和抗硫化氢性能均达国内先进水平。还有100℃、120℃、135℃、150℃系列配方,适宜高、低温井选用。并研制应用了高压分层压裂酸化管串,采用川—754封隔器在威86井进行两层分压施工。首次在威远构造威10井震四<sup>1</sup>至震四<sup>2</sup>层,井底温度117℃,进行前置液压裂酸化试验,注入地层羟乙基皂仁龙胶前置液46立方米,盐酸96.7立方米,获得增产。1979年,应用立式罐储砂、集装袋和运砂车运砂,提高了加砂能力;在广安构造15井香四段(井深2001~2003.5米)向地层加入石英砂42.34立方米,获得增产。

1981~1985年,前置液压裂酸化工艺技术通过鉴定,降阻酸在川东地区老井增产中应用效果显著。1985年,美国哈里伯顿公司来川完成卧70、75、91、52等4口井的压裂酸化施工;井下作业处用IBM计算机编制高压酸化、前置液压裂酸化、加砂压裂设计计算程序。以后,经改进完善形成半数字化、采用国际通用的PKN、KGD数字模型进行数字模拟的设计软件程序(SHE)。1990年,四川石油管理局与

西南石油学院合作编制泡沫酸设计程序。至此,在四川,凡新工艺施工井推广使用程序设计已达100%。

1986年,首次用泡沫酸在张10井施工,增产效果显著;四川石油管理局天然气研究所研制成新型高温高浓度缓蚀剂CT1—2、CT1—3,投入现场使用。同年,在中73井首次采用国产CT9—1配制的压裂液作悬砂液、陶粒作支撑剂,进行压裂施工,获得成功。1989年,应用天然气研究所和井下作业处共同研制的胶凝剂CT1—6配制成的胶凝酸,投入气井的压裂酸化,增产效果明显。

至1990年,先后试验并投入应用的酸液品种有常规酸、氢氟酸、高浓度酸、缓速酸、乳化酸、胶化酸、降阻酸、胶凝酸、泡沫酸、抗石膏酸10种,对石灰岩、白云岩中不同类型的油井、气井、含硫化氢气井和高温深井分别提供了适应性好的酸液配方。不同类型工艺中,施工井次多、效益明显者是1000型压裂车进行的高压压裂酸化。其它不同工艺的施工效果,以增加气产量顺序排列为:降阻酸压裂酸化、胶化酸压裂酸化、前置液压裂酸化、尼龙堵塞球选择性压裂酸化、聚能压裂酸化、分层压裂酸化、泡沫酸酸化、加砂压裂。增产有效率以降阻酸最高(80%),主要效果是解堵。