

三个创新助推川渝地区天然气开发业务快速发展

熊建嘉

中国石油西南油气田公司

熊建嘉.三个创新助推川渝地区天然气开发业务快速发展.天然气工业,2009,29(12):1-4.

摘要 中国石油西南油气田公司重组改制成立10年来,天然气开发呈现跨越式发展,产量增长近一倍,2004年产量过 $100\times 10^8\text{ m}^3$,2006年油气当量突破一千万吨,四川油气田成为国内首个以天然气生产为主的千万吨级大油气田。所取得的发展成果与始终坚持“三个创新”是分不开的。①思想创新,不断拓展开发新领域;创新开发思路,上三叠统须家河组低渗透气藏实现规模效益开发;创新开发建设模式,高含硫气田安全清洁开发有序推进;立体开发与滚动勘探开发相结合,老气田开发新领域见到实效。②科技创新,集成发展了五大技术系列:提高气田采收率配套技术、低渗透气藏规模效益开发配套技术、高含硫气田安全清洁开发配套技术、钻井提速工程配套技术、地面建设工程配套技术。③管理创新,优化资源配置;勘探开发一体化,加快了开发建设步伐;精细管理挖潜,老气田实现持续稳产;统筹规划,加快建设,生产系统保障能力大幅提升;深化作业机制改革,提高气田开发效益;产运销一体化管理保障供气,切实履行了政治、经济、社会“三大责任”。

关键词 中国石油西南油气田公司 天然气 开发 思想创新 科技创新 管理创新

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.001

川渝地区天然气工业始于20世纪50年代。1999年中国石油重组改制并在境外上市,西南油气田公司(以下简称公司)负责川渝地区天然气勘探开发业务。经过10年(1999~2009年)的艰苦奋斗,天然气勘探屡获重大突破,储量快速增长,天然气开发成果卓著。新建产能 $120\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ (超过过去20年的建设总量),地面输配气能力达 $200\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,天然气净化能力达 $146\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,2004年天然气产量突破 $100\times 10^8\text{ m}^3$,2006年油气当量突破一千万吨大关,成为国内首个以天然气生产为主的千万吨级大油气田。天然气产量从1999年的 $75\times 10^8\text{ m}^3$ 上升到2008年 $148\times 10^8\text{ m}^3$,翻了近一番,年均增长10%(如图1)。10年累计生产天然气 $1\,060\times 10^8\text{ m}^3$,占近50年总计产量的39%,天然气开发实现了跨越式大发展。

当前,川渝地区城镇气化率已超过80%,天然气在地区一次能源消耗结构中的比重达14%,与地区经济发展的关联度超过60%。随着我国经济的快速发展,天然气在国家能源供应中的地位越来越凸显。为此,公司正坚定不移推进建设300亿立方米战略大气区和一流的天然气工业基地。10年公司天然气开发业务的快速发展得益于始终坚持“三个创新”。

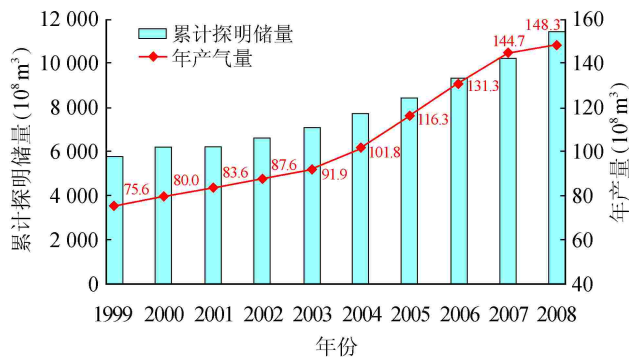


图1 西南油气田公司天然气储量、产量增长图

1 坚持思想创新,不断拓展开发新领域

多年来,公司始终坚持思想创新,解放思想,转变观念,克服发展中的困难,以“只要有资源,就一定能效益开发”的气魄,努力攻克高含硫、低渗透等气藏的开发难题,在开发新区和老气田不断拓展新领域,使昨天的禁区成为今天上产的新区,昨天的难采资源变成了今天的上产重点。

1.1 创新开发思路,须家河组低渗透气藏实现规模效益开发

上三叠统须家河组在四川盆地广泛分布,天然

作者简介 熊建嘉,高级工程师,毕业于原西南石油学院;主要从事油气田开发工作,现任中国石油西南油气田公司副总经理。地址:(610051)四川省成都市府青路一段五号。E-mail:xiiongjj@petrochina.com.cn

气资源十分丰富。但是,须家河组气藏具低孔、低渗和高含水饱和度等特点,单井产量低,要实现效益开发难度较大。公司首先从突破瓶颈技术入手,针对低渗透气藏特点,加大技术攻关力度,大力开展以提高单井产量为核心的重大技术攻关试验,取得了显著进展(见表 1)。其次,从加强管理提高效益入手,

无论是设计还是建设,均有别于老气田开发模式,不断优化开发方案,加大丛式井组部署力度,大力实施标准化设计示范工程,找到了效益开发的新途径。2007 年以来,在广安、合川等区块累计建成配套产能 $19.7\times10^8\text{ m}^3/\text{a}$,生产天然气 $29\times10^8\text{ m}^3$,亿立方米产能投资控制在 2 亿元,规模效益开发成效显著。

表 1 须家河组低渗透气藏技术攻关成果表

攻关方向	取得突破的关键技术
优选建产区块	天然气富集区块评价与优选技术
降低成本、保护储层和加快建产	快速钻井和储层保护技术
提高单井产量和效益	以加砂压裂为主体的增产改造技术
降低投资、节能增效	以井下节流为主体的地面流程优化简化技术

1.2 创新开发建设模式,高含硫气田安全清洁开发有序推进

高含硫气田安全清洁开发的 风险较大,为确保高含硫气田的有效开发,按中国石油天然气股份公司的部署采取了两条腿走路:①走国际合作的道路,与美国雪佛龙公司合作开发川东北高含硫气田。通过合作,学习外方的安全理念、开发管理模式和技术管理体系。目前各项工作正稳步推进,该区块天然气资源十分丰富,可望在近期获得显著效果。②走自主开发的道路,2006 年,在开江—梁平海槽西侧的上二叠统长兴组生物礁与下三叠统飞仙关组鲕滩获勘探重大突破后,开发提前介入,开展试采工程建设和安全高效开发技术攻关,试采工程于 2009 年 7 月按期建成投产,目前已累计生产天然气 $5\times10^8\text{ m}^3$,实现了安全、高效、清洁开发。

1.3 立体开发与滚动勘探开发相结合,深挖老气田开发新领域并见到实效

四川盆地天然气开发已 50 余年,绝大多数气田进入中后期开发。针对老气田具有纵向上多产层、横向上多压力系统、平均井口压力低、普遍产水等特点,首先从老井复查入手,大搞立体开发,努力挖掘老气田资源潜力。以九龙山气田为例,通过重新评价,上试 8 口井,全部获气,并发现了 2 个新气藏,共获测试产量 $260\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,新增产能 $3\times10^8\text{ m}^3/\text{a}$,累计生产天然气 $4\times10^8\text{ m}^3$,新增预测储量 $500\times10^8\text{ m}^3$ 。10 年来,公司优选和实施上试井 176 口,获气井 103 口,新发现 7 个气藏,新增探明储量 $1\,141\times10^8\text{ m}^3$,累计生产天然气 $52\times10^8\text{ m}^3$ 。其次是大力实施滚动勘探开发,拓展了老气田的开发领域。全面开展老区“新层”的重新认识和评价,有效实施滚

动勘探开发,获得了长兴组、下三叠统嘉陵江组、川西南部须家河组等老区新领域,10 年来,新增产能 $25\times10^8\text{ m}^3/\text{a}$,新增探明储量 $680\times10^8\text{ m}^3$ 。

2 坚持科技创新,集成发展五大技术系列

10 年的快速发展正是天然气开发不断攻克瓶颈技术的 10 年。公司着力在有水气藏、低渗透气藏和高含硫气藏等开发领域加强技术攻关和创新力度,集成“五大”开发技术系列,为气田高效开发提供了强大的技术支撑。特别是通过精细气藏描述,实施整体治水,使老区开发焕发了新的活力;广泛应用欠平衡钻井、气体钻井技术,实现了钻井的大提速,创造了“磨溪速度”和“广安工程”。

2.1 提高气田采收率配套技术系列

10 年来,应用提高气田采收率配套技术系列(见表 2)累计增加天然气探明储量 $160\times10^4\text{ m}^3$,维护

表 2 提高气田采收率配套技术构成表

专业领域	配套技术
气藏工程	精细气藏描述技术
	复杂气藏开发动态分析技术
	不同类型气藏数值模拟技术
	有水气藏整体治水开发技术
	有水气藏裂缝水窜渗流机理实验评价技术
钻井工程	水平井、大斜度井钻井技术
采气工程	储层改造技术
	排水采气工艺技术
	低压气井修井技术
	采气工艺模拟实验系统技术
地面工程	气田水回注技术
	天然气增压开采技术

产能 $850\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,采收率提高 4~16 个百分点,有效地支撑了老气田的持续稳产。

2.2 低渗透气藏规模效益开发配套技术系列

10 年来,应用低渗透气藏规模效益开发配套技术系列(见表 3),使须家河组低渗透砂岩气藏基本实现了规模效益开发,使川东石炭系低渗透气藏实现效益开发,同时,在储层改造领域也创造了多项全国纪录。

表 3 低渗透气藏规模效益开发配套技术构成表

专业领域	配套技术
气藏工程	低渗透气藏储层预测技术
	精细气藏描述技术
	特低渗透气藏物性与渗流机理实验评价技术
	凝析气藏流体相态特征与渗流特殊性实验评价技术
钻井工程	水平井、大斜度井钻井技术
	气体欠平衡钻井水平井技术
采气工程	以加砂压裂为主体的增产改造技术
	碳酸盐岩酸化(压裂)工艺技术
	水平井分段加砂压裂技术
	过油管射孔、压裂后快速排液的完井技术
地面工程	井下节流技术
	地面流程优化简化技术

例如:2007 年在广安 002—X36 井成功实施了当时全国最大规模(258 m^3)的加砂压裂,创造了 3 项全国纪录:①支撑剂加入量最大(473 t);②注入井筒液量最大($1\,222\text{ m}^3$);③施工时间最长(6.4 h)。增产效果好,获得测试产量 $39.3\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,是全区最高产的一口井。

2.3 高含硫气田安全清洁开发配套技术系列

10 年来,形成礁滩高含硫气藏储层预测的亮点技术,水平井培育高产技术配套,高含硫大产量气井测试达国内领先水平,高含硫水合物抑制剂研制成功,建立了元素硫分析检测方法,填补了国内空白。该系列技术(见表 4)为环开江—梁平海槽的高含硫气田开发奠定了坚实的基础。

2.4 钻井提速工程配套技术系列

主要由气体钻井技术、欠平衡钻完井技术、PDC 钻头选型及配套技术、高效完井试油技术组成。10 年来,气体钻井技术大大提高了钻井速度,欠平衡钻井技术在发现和保护储层、提高单井产量方面效果显著,水平井与欠平衡钻井、气体钻井配合应用技术达到国内领先水平。

2.5 地面建设工程配套技术系列

该技术系列主要由山区轻轨技术、索道布管技术、复杂地段穿越技术、半自动焊接工艺技术和热煨

表 4 高含硫气田安全清洁开发配套技术构成表

专业领域	配套技术
气藏工程	礁滩高含硫气藏储层预测技术
	高含硫气藏高产井培育技术
钻井工程	高含硫气藏安全快速钻井固井技术
	高含硫气藏完井试油技术
采气工程	高含硫气藏试井技术
地面工程	高含硫天然气集输工艺技术
	高含硫天然气净化处理技术
实验评价	高含硫气藏流体性质实验评价技术
	有机硫分析与硫沉积防治技术
防腐工程	高含硫气藏井下与地面防腐技术
	高含硫气田防腐实验室技术

弯管 PE 防腐技术组成。四川盆地以山地为主,具有山高、坡陡、起伏大、无道路、河流多的特点,地面建设施工难度较大。10 年来,集成的配套技术系列大大加快了地面工程建设进度,提高了工程质量,节约了工程建设投资,为加快建设、提高生产系统保障能力奠定了基础。

3 坚持管理创新,优化资源配置

天然气开发是一项系统工程,涉及纵向的勘探、生产、营销各环节,以及横向的人、财、物配置,经营管理系统,必须加强相互衔接、相互协调、相互支持,才能确保各个环节为开发业务发展提供有力保障。多年来,公司结合不同时期的实际,坚持管理创新,不断完善和推行勘探开发一体化运行机制、产运销一体化管理、气田精细管理、作业制度改革等,优化管理,整合力量,保障了开发业务的快速发展。

3.1 坚持勘探开发一体化,加快了开发建设的步伐

10 年来,新建成沙坪场等 15 个新气田,新增配套产能 $74\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$;优化调整老区补充产能建设,有效弥补了老气田产能,新增配套产能 $45.5\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ 。新老区共计新增配套产能 $119.5\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,新增动用可采储量 $1\,355\times 10^8\text{ m}^3$ (如图 2)。

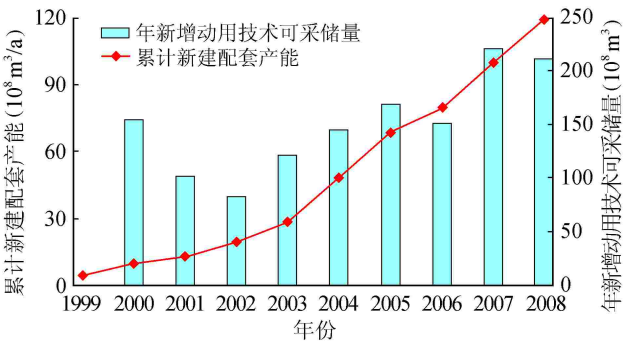


图 2 天然气配套产能和新增动用可采储量增长图

3.2 依靠精细管理挖潜,老气田实现持续稳产

气田精细管理、精细气藏描述、气田整体治水 and 增压等措施是老气田挖潜开发的重要手段。10年来,老气田年产量从 $75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升至 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$, 年均增长 2%, 创连续 10 年稳产。

1) 加强气田生产的精细管理, 挖掘潜力多产气。加强动态分析, 坚持“三级”动态分析制度, 摸清气井、气藏和气田的生产动态, 优化生产组织多产气。2005 年以来, 通过挖掘气田潜力, 每年多生产天然气 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$, 既维持了生产平稳发展, 又最大限度地履行了保供的社会责任。同时, 加强气井跟踪分析, 通过修井挖潜和维护性作业, 既维护了气井正常产能, 还每年增产 $(5 \sim 6) \times 10^8 \text{ m}^3$, 有效地延缓了气田产量递减。

2) 持续开展精细气藏描述, 老气田扩边挖潜有效弥补了气田产能。通过精细气藏描述, 重新认识和评价石炭系气藏, 科学调整开发井网, 10 年共部署补充开发井 51 口, 弥补老气田产能 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

3) 持续开展气田整体治水, 有效维护了气田产能。采用排水采气工艺措施进行气田整体治水, 10 年, 累计增产天然气 $73 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占期间总产量的 6.6%, 有效延缓了老气田的产量递减; 同时, 通过整体治水, 日排水量已超过 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 有效维护了公司三分之一以上的生产能力。

4) 狠抓增压开采, 努力延缓气田产量递减。10 年增压处理气量累计高达 $220 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占总产量的 19%, 起到了延缓气田递减的重要作用。

3.3 统筹规划, 加快建设, 生产系统保障能力大幅提升

1) 科学谋划, 快速建成 $200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的地面输配能力。10 年来, 天然气集输管线长度由 9 868 km 增至 16 310 km, 增幅 66%; 建成并投产 DN500 以上输气干线 1 160 km, 增长 83%; 管网输气能力则由 $80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 上升到 $200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

2) 狠抓建设与技术改造, 天然气净化处理能力大幅提升。10 年来, 新增天然气净化能力 $82 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 整体达到 $146 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 完全满足生产需求。

3) 全面推行完整性管理, 生产系统本质安全整体好转。输气干线管道失效率由 2000 年的 2.3 次/

$1\,000 \text{ km} \cdot \text{a}$ 降至目前的 1.7 次/ $1\,000 \text{ km} \cdot \text{a}$, 降幅 26%; 加强净化检修受控管理, 保证了检修安全与质量; 构建气田水回注系统, 实现了零排放。生产系统本质安全的持续好转, 有效地确保了天然气的安全生产。

3.4 深化作业机制改革, 提高气田开发效益

随着天然气开发的快速发展, 人力资源不足的问题逐渐突出, 针对公司井多、站场多、生产时间长、生产压力系统差异大、生产压力普遍低等特点, 深化作业制度改革。采取优化简化井站, 实现单井无人值守, 在 290 座井站实施优化简化, 井站压损降低 0.2~0.5 MPa; 推行“中心站”管理, 将 533 个各类井站减少成 67 个中心站。以重庆气矿为例, 19 个中心站管理 185 座单井站, 值守员工由简化前的 512 人减少到 288 人, 每年可节约生产成本 795 万元, 同时也有利于推广应用新工艺、新技术并提高员工素质。

3.5 产运销一体化管理保障供气, 切实履行了“三大责任”

针对天然气用户多且分散, 城市民用气用量超过 50%, 日和季节峰谷差均在 $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 管网系统相对独立, 无调峰设施, 靠气田、气井生产调节运行, 以及天然气供不应求等特点, 加强生产、运行、销售与用户之间的配合, 建立完备的应急管理体系, 制定精细的运行计划, 创建企—地联动机制, 采取“设备同步检修、‘移峰填谷’和突发故障 3 个配合”确保平稳供气。在天然气供不应求的背景下, 认真履行了政治、经济、社会“三大责任”。

4 结束语

回顾 10 年的发展历程, 中国石油西南油气田公司天然气开发取得了跨越式发展, 积累了丰富的经验。展望未来, 任重道远, 公司将坚定不移地推进 300 亿立方米战略大气区和一流天然气工业基地建设, 为中国石油天然气股份有限公司天然气业务快速发展协调发展和促进国民经济建设做出新的、更大的贡献。

(收稿日期 2009-11-18 编辑 赵 勤)