

抓技术集成与管理创新 快速实现苏里格气田规模有效开发

张本全 袁万荣 陈 郅 程绪彬 朱心万

(四川石油管理局)

张本全等.抓技术集成与管理创新,快速实现苏里格气田规模有效开发.天然气工业,2007,27(12):12-15.

摘 要 苏里格气田是一个“低孔、低渗、低压、低丰度、低产”的“五低”气田,除与四川盆地松花—白马庙、大塔场、五宝场等气田具有相似特征外,还具有埋藏较深、含气砂体横向变化大、普遍含有少量地层水等特点。2005年,四川石油管理中获获得苏里格气田苏 5、桃 7 区块勘探开发权后,本着“精干、高效”的原则,成立苏里格项目经理部,快速建立了强有力的技术支持体系。近年来,苏 5、桃 7 区块的勘探开发实践表明,要实现苏里格气田规模有效开发,关键在于:创新管理模式,加强组织管理;加大综合评价与井位优选力度,提高 I+II 类井比例;强化技术攻关、简化优化钻井工艺及地面集输系统,降低生产成本。

主题词 四川石油管理 苏里格气田 项目 技术 管理 创新 生产 效果

2005年8月22日四川石油管理局(以下简称川局)成立苏里格项目经理部(以下简称项目经理部)以来,截至2007年10月底,共完成二维地震462.2 km,三维465.3 km²;开钻井197口,完钻井179口,试气井163口,获气井161口,钻探成功率98.77%,天然气测试产量558.1×10⁴ m³/d,无阻流量2839.5×10⁴ m³/d,实际生产能力达到300×10⁴ m³/d。

一、组织管理与民主决策模式

1. “精干、高效”的油公司管理模式

项目经理部采取油公司管理模式,市场化运作机制,不养施工队伍,不设后勤辅助(项目经理部定员44人,到位26人),结合苏里格气田开发总体规划布局,施行“一约、二高、三依托”方式。“一约”,即以要约(合同)为纽带,建立真正意义的甲乙双方关系;“二高”,即高技术标准、高素质施工队伍;“三依托”就是依托国家和中国石油天然气集团公司的相关政策,依托川局相关科研机构、“一体化”专业技术服务队伍,依托社会资源。

2. 强有力的技术支持体系

苏里格气田地质情况十分复杂,开采难度大,要规模、高效开发,就必须依托强大的技术支撑。为此,川局成立了以川局地质勘探开发研究院为主,川

局物探公司、测井公司、科宏公司(设计院)及钻采院等科研院所参加的技术支撑组,集地震、地质、测井、油藏、工程等为一体,多学科立体交叉,积极开展全面的技术攻关及跟踪研究。

3. 科学有效的决策机制

四川油气田拥有一大批天然气勘探开发的技术专家,为了充分发挥其作用,川局分管领导和项目经理部经常组织物探、地质、测井、油藏、采气工艺、工程等方面的有关专家对井位部署、测井解释、试油设计方案、储层改造方案的制定和优选等进行专题论证讨论,集思广益,形成科学合理的技术方案,提高了勘探开发的成功率,效果显著。

4. 充分依托社会资源

在川局内部施工力量不足的情况下,充分依托社会资源,积极引进社会施工作业队伍,科学组织生产,加快工作节奏。

经过两年多时间的摸索和实践,项目经理部创新和发展了“油公司”管理模式,形成了具有苏里格气田特色的管理模式:“苏里格模式”。主要表现为:一是建立了“直线型、扁平化”管理机构,通过“点对点”的管理,减少了管理层次,缩短了管理链条,提高了工作效率,降低了管理成本;二是形成了科学、高效的生产组织管理体系,提高了产能建设水平和速

作者简介:张本全,1963年生,学士,教授级高级工程师,本刊第六届编委会委员;曾任四川石油管理局苏里格项目经理部经理,现任四川石油管理局副局长。地址:(610051)四川省成都市府青路一段3号。电话:(028)86015516。

度,实现了产能建设全过程平均每口井不超过42 d的目标;三是积极引入竞争机制,以经济杠杆调整、配置资源,形成作业队伍的良性竞争,营造了“公平、公正、公开”的市场规范化运作环境;四是充分发挥甲方的监管、督导作用,引导施工作业队伍强化自身管理,使生产过程做到“平衡、均衡、效率、受控、协调”,从而达到安全、清洁生产的目的,最终实现规模、有效开发合作区块。

二、技术集成与技术创新

1. 地震勘探部署,资料采集、处理与解释

根据苏里格气田含气砂体厚度小、横向变化大的特点,在老二维和老三维资料处理解释攻关研究取得显著成果的情况下,探索“二维+探井”找富集区,富集区内部署三维的勘探开发思路,确保开发井、加密调整井高产稳产。

引入平行处理解释机制,确保资料准确可靠。各处理单位尽其所能对地震资料进行保真、保幅和提高分辨率处理,获得高品质的地震资料,从不同角度对储层段地震波形特征进行分析,研究储层地震响应模式,采用不同方法,对砂体的空间展布特征进行精细刻画和准确描述,预测砂体的有利沉积相带。通过平行处理解释,获得了多方面的新技术应用成果,在此基础上精选确定最优成果,大大降低了勘探开发风险,形成了苏里格气田含气砂体预测由定性→定量、由相带预测→砂体预测→含气砂体预测的层层推进、不断深化的勘探开发模式。

2. 井位优选技术

苏里格气田含气层复杂的地层结构致使地震多解性强,给井位优选带来了极大的困难。通过反复摸索,逐步形成了“以优势波形结构精细分析、小波变换、随机反演及优化属性分析”为主的、具有川局特色的井位优选模式。

该模式可清晰地表述为:在层位(或储层)精细标定的基础上,依靠优化属性分析确定区域储层的相对有利区;采用优势波形结构精细分析确定有利区域中储层的发育段(多层系);通过随机反演技术排除薄互层叠加形成的“伪储层”,找到储层的最发育点;用小波变换、波形重构技术判断储层含流体性,最终确定井位。

通过以上井位优选技术的实施,迅速实现了苏5、桃7区块的规模有效开发,I+II类井成功率由招标前的25%激增到91%,建产规模目前已达到 $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,勘探开发成效十分显著。目前,该模

式已优化为从单一的盒8—山1段逐渐转变为盒7段、盒8—山1段及山2段多层并举的井位优选模式。

3. 提高钻井速度,降低钻井成本

苏里格气田目的层埋藏较深,存在地层坚硬、可钻性差的延长组和刘家沟组,在钻井施工过程中井漏、钻具事故和电测遇阻频繁,完井周期长,制约了苏里格气田钻井速度的提高,低成本开发也遇到了较大困难。

经过2006年上半年一轮井的实践,总结出了一套提高钻井速度和降低钻井成本的有效措施。

提高钻(完)井速度的主要措施:①采用PDC钻井技术并优化钻井参数,按照比牙轮钻头高的排量 and 低的泵压来设计钻井参数;②二次开钻钻进至打开气层前50 m,采用无固相泥浆大土池循环(不经过固控系统),既能有效控制固相含量,提高钻井速度又能降低成本,打开气层后采用低固相泥浆钻进,控制泥浆密度在 $1.05 \sim 1.10 \text{ g/cm}^3$ 之间,失水量小于5 mL,使低成本保护气层和提高钻井速度二者兼顾;③加密对钻具的探伤,规范钻具使用,加强录井监控,减少钻具事故;④洛河组水层引起的井眼“大肚子”常造成电测遇阻,钻进时采用扶正器在该井段反复划眼破坏“大肚子”井径变化形成的台肩,以避免电测遇阻的发生。

降低钻(完)井成本的主要措施:①套管国产化,经过200余口井的生产,证实了国产套管能满足加砂压裂工艺和气井生产的需要;②优化、简化采油树结构,采用KQ35-70采油树,将过去全套采油树闸门由11只简化成6只,既能保证压裂高压施工又能满足生产需要;③在厂家直接采购大宗物资,减少中间环节,大大节约了成本;④在充分调研的基础上,按市场机制引进外部队伍,形成竞争局面,择优选取施工队伍,大大降低了施工作业费用。

4. 精细处理解释测井资料,准确识别气水层

苏里格气田储层具有低孔、低渗、砂岩成分复杂、泥质含量较高、气水层测井响应特征变化大等特点,容易造成测井解释的多解性,难以准确判别储层的流体性质。储层岩石粒度变化大,砂、泥岩不等厚互层,孔渗关系和孔饱关系具有很宽的变化范围等,使有效储层截止值不好确定,增加了储层有效性评价的难度。通过反复分析研究,逐步形成了“以岩心刻度测井,综合录井,试油资料,分区块分层段建立解释模型和评价标准,综合多种方法判别流体性质”的测井综合解释技术。测井综合解释技术的应用,

显著提高了测井解释效果和解释符合率,与试油结果符合率达到90%以上。

5.“控缝高,造长缝”作为压裂工艺的核心原则

苏里格气田的气层由透镜状叠置的薄砂体组成,砂体规模小、横向变化大,低孔低渗,强水锁、中强水敏,压裂工艺应遵循以“控缝高,造长缝”为核心的原则。我们阶段性地尝试了不同的工艺参数组合来改造储层。实践证明,“低排量,低前置液比,低砂比,低氮液比”的适度施工规模,可以充分暴露储层的泄流面积,提高产能,优化投入产出比,大幅度提高苏里格气田储层压裂改造的效果。

“控缝高,造长缝”,增加有效泄流面积,关键在于:①压裂规模适度,优化投入产出比;②低排量和中高黏度相组合,增加低孔低渗薄砂岩储层裂缝的长度;③低前置液比,控制支撑缝与动态缝比例;④低砂比,满足储层对缝宽低限的需要;⑤低氮液比,增加压裂液破胶返排效果。

6.简化、优化、细化地面集输工艺

截至目前,苏5、桃7区块共建设完成了6座集气(增压)站、2座集气交接(增压)站、400 km管线和150口单井井口建设工程量,实现了 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 以上天然气产能地面建设规模。苏里格气田的“五低”特点既增大了气田勘探开发的难度,也为简化、优化、橇装化地面集输创造了良好的条件。

气井产量低、井口压力下降快、当地冬季气温低,井口和集输管线容易形成天然气水合物,可能造成冰堵,影响天然气外输效率。

针对以上问题,对工艺集输流程进行优化、简化和细化,同时大力推广应用新技术、新工艺,从而降低投资成本,提高经济效益。

在井下节流工艺技术运用的基础上,地面集输方面采用了相应的新工艺、新技术:①采气管线截断阀自动关闭工艺,以避免因井下节流器失效、管线堵塞或泄漏等极端情况发生时,导致管线超压或失压而造成的安全事故;②采用井口重力式甲醇平衡滴注防止井口天然气水合物生成工艺;③利用旋进流量计对湿气进行带液计量;④在集气站对单井数据进行远传采集;⑤气井采气管线串接及气液混输工艺技术;⑥集气站中、低压分输工艺技术。

采用上述新工艺、新技术后,气井实现了无人值守,不但地面建设投资减少,而且运行费用也大幅度降低,满足了苏里格气田低成本开发的要求。

三、生产动态与生产效果

截止到2007年10月底,苏5、桃7区块共钻井

197口,其中完钻井179口,试气井163口,获气井161口,钻井成功率98.77%。I+II类井占91%,天然气测试产量 $558.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量 $2839.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实际生产能力达到 $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

气井处于稳产降压阶段,整体生产情况较好。苏5、桃7区块有31口井单井累计生产时间较长(110~587 d),平均生产270 d;单井累计产气 $(70.55 \sim 1168.29) \times 10^4 \text{ m}^3$,合计产气 $15510.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井累计产气 $500.34 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。投产初期日产气 $(0.64 \sim 4.74) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $2.16 \times 10^4 \text{ m}^3$;目前日产气 $(0.26 \sim 4.02) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $1.62 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。投产初期套压14.08~25.2 MPa,平均21.56 MPa;目前套压7.89~20.2 MPa,平均13.87 MPa。单位压降产气量为 $(4.66 \sim 159.23) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均为 $51.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

各层具有单独开发的潜力,层间干扰小,多层合采生产效果更好。山西组和盒8段合采井有14口,日产气 $(0.64 \sim 3.98) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $2.36 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均生产258 d,累计产气 $610 \times 10^4 \text{ m}^3$;盒8段单独开采的井有12口,日产气 $(0.37 \sim 3.18) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $1.46 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均生产287 d,累计产气 $418 \times 10^4 \text{ m}^3$;山西组单独开采的井有2口,日产气 $(0.41 \sim 3.51) \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $1.94 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均生产240 d,累计产气 $466 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;盒6段和盒7段合采井1口,日产气 $1.21 \times 10^4 \text{ m}^3$,生产328 d,累计产气 $398 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。可以看出,山西组和盒8段合采的井生产效果最好。

天然气富集区,地层水不活跃。苏5、桃7区块共投产111口井,苏5区水气比稳定在 $0.870 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右,桃7区平均稳定在 $0.319 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右。生产初期,产液量相对较高,但随着持续稳定生产,产液量呈下降趋势。桃7区块水气比从初期的0.5逐步下降至0.2左右,苏5区块从初期的1.5逐步减少到0.5左右。从水性和水量分析,为等容封闭水或凝析水,水体规模小,开发区地层水总体上不活跃。

气井的实际生产效果优于方案预测值。低渗致密砂岩气藏气井开井后要经过地层线性流阶段、平面径向流动阶段和稳定流动,苏5、桃7区的气井生产时间较短,目前基本均处于地层线性流阶段,根据现有资料计算的气井产气量,仅能代表目前压力波及范围的可动储量;随着时间推移,压力波及范围进一步扩大,气井实际产气量可能会进一步增加。从长期生产的苏4、苏6区14口老井生产情况看,用生

产初期的资料计算,Ⅰ类井平均压降法可采储量 $2230.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,Ⅱ类井为 $876.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,Ⅲ类井为 $522 \times 10^4 \text{ m}^3$;到了生产后期,Ⅰ类井实际累计产气量为 $3025 \times 10^4 \text{ m}^3$,Ⅱ类井为 $1599 \times 10^4 \text{ m}^3$,Ⅲ类井为 $677 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。苏5、桃7区处于生产初期,采用相同计算方法,Ⅰ类井平均压降法可采储量为 $2707 \times 10^4 \text{ m}^3$,Ⅱ类井为 $1668 \times 10^4 \text{ m}^3$;17口Ⅰ类井实际平均单井累计产气量为 $4705.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,5口Ⅱ类井为 $2026 \times 10^4 \text{ m}^3$,9口Ⅲ类井为 $583 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井平均累计产气 $3077 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

四、结 论

苏5、桃7区块两年来的勘探开发实践证明,采用精干高效的油公司管理模式,广泛引进社会化的作业队伍,建立实力雄厚的技术支撑体系和科学民主的决策机制,优化简化井身结构和地面集输系统,大胆部署三维地震,加强地震资料平行处理解释,加大井位优选和综合评价研究力度,准确识别气水层,适度压裂,控缝高造长缝等一系列管理和技术措施,

可以显著缩短建井周期,降低单井综合投资成本,确保气井“高产稳产”,实现苏里格气田快速规模有效开发。

参 考 文 献

- [1] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [2] 汪中浩,章成广.低渗透砂岩储层测井评价方法[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [3] 王付斌,贾会冲,孟军田.鄂尔多斯盆地大牛地气田盒2+3气藏特征[J].西北大学学报(自然科学版),2004,34(5):587-590.
- [4] 张士诚,王鸿勋.致密砂岩气层伤害特点分析[J].低渗透油气田,2001,6(3):22-24.
- [5] 徐同台,赵敏,熊友明,等.保护油气层技术[M].2版.北京:石油工业出版社,2003.
- [6] 李道品.低渗透气藏高效开发决策论[M].北京:石油工业出版社,2003.

(收稿日期 2007-12-15 编辑 居维清)